

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В.ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи



Ян Хоуцян

**Нефтегазоматеринские породы восточной части впадины
Фукаан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн, Китай) и их
нефтегенерационный потенциал**

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент Соболева Елена Всеволодовна

Москва– 2023

Оглавление

Введение.....	4
Глава 1. Краткий очерк геологического строения впадины Фукан	8
1.1 Физико-географический очерк	8
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	9
1.3 Тектоника.....	22
1.4 История геологического развития.....	28
Глава 2. Нефтегазоносность	33
2.1 История открытия и освоения месторождений углеводородных флюидов во впадине Фукан	33
2.2 Нефтегазоносные комплексы в разрезе впадины Фукан	35
Глава 3. Методика исследования органического вещества пород, нефтей, и геолого-геохимической интерпретации данных.....	38
3.1 Исследование органического вещества пород и интерпретация полученных и рассчитанных геохимических параметров	39
3.2 Биомаркеры и их использование для геолого-геохимических интерпретаций	44
3.3 Методика компьютерного моделирования	58
3.4 Методика построения карт «зрелости» органического вещества нефтегазоматеринских пород	60
Глава 4. Основные нефтегазоматеринские породы впадины Фукан	62
4.1 Условия и факторы формирования нефтегазоматеринских пород.....	62
4.2 Содержание, состав и катагенетическая зрелость органического вещества основных нефтегазоматеринских пород	65
4.2.1 Среднепермские нефтегазоматеринские породы	65
4.2.2 Среднетриасовые нефтегазоматеринские породы	67
4.2.3 Нижнеюрские нефтегазоматеринские породы	69
4.2.4 Среднеюрские нефтегазоматеринские породы.....	71
4.3 Изотопный состав углерода органического вещества нефтегазоматеринских пород впадины Фукан.....	73
4.4 Геолого-геохимическая интерпретация состава биомаркеров битумоидов основных НГМП впадины Фукан	75
4.4.1 Нормальные алканы и изопреноиды	76
4.4.2 Терпаны и стераны	81
4.5 Компьютерное моделирование процессов генерации	84
4.5.1 Генерация углеводородных флюидов	84
4.5.2 Зрелость органического вещества пород	87

Глава 5. Свойства и состав нефтей залежей восточной части впадины Фукан.....	90
5.1 Физические свойства нефтей.....	91
5.2 Групповой состав нефтей.....	97
5.3 Изотопный состав углерода нефтей.....	98
5.4 Биомаркерные характеристики и генетическая типизация нефтей	99
Глава 6. Формирование залежей нефти на восточном склоне впадины Фукан.....	112
6.1 Формирование коллекторов и флюидоупоров	112
6.2 Ловушки и залежи.....	122
6.3 Направление и пути миграции углеводородных флюидов	123
6.4 Основные геологические факторы, контролирующие формирование скоплений углеводородных флюидов	125
Заключение	128
Список литературы	130

Введение

Актуальность темы. Поиски и разведка нефти и газа во впадине Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ) началась в 1980-х годах. С тех пор китайскими геологами в пределах выступов, ограничивающих ее восточную часть, были открыты нефтяные месторождения: Шабей, Шанань, Бейсаньтай, Саньтай, Сицюань и Ганхэ. В последние годы темпы роста доказанных запасов нефти во впадине Фукан замедлились, поэтому наименее изученные районы, такие, как центральная часть впадины Фукан и ее склоны, становятся новыми перспективными участками поисков и разведки залежей углеводородных флюидов. Выделение среднепермских, среднетриасовых и юрских нефтегазоматеринских пород (НГМП), обоснование их нефтегенерационного потенциала во впадине Фукан и их роли в формировании скоплений нефти и газа на восточном склоне впадины является актуальной задачей, как в научном, так и практическом отношении.

Цель работы — выделение во впадине Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна основных нефтегазоматеринских пород (среднепермских, среднетриасовых, юрских) и обоснование их нефтегенерационного потенциала с последующей геолого-геохимической интерпретацией результатов исследования органического вещества пород и нефтей для оценки факторов, контролирующих формирование скоплений нефти на восточном склоне впадины.

Для достижения поставленной цели решались **следующие задачи:**

1. Изучение и уточнение геологического строения и нефтегазоносности восточной части впадины Фукан для обоснования возможности генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов и консервации их в скоплениях в пермских, триасовых и юрских отложениях.
2. Изучение состава и свойств органического вещества НГМП с использованием современных методов исследования (газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия, пиролиз, изотопный состав углерода и др.) для оценки их нефтегенерационного потенциала и реконструкции по биомаркерам типа исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления и степени «зрелости».
3. Построение компьютерной модели процессов генерации углеводородных флюидов и использование результатов для обоснования нефтегенерационного потенциала НГМП.
4. Изучение состава и свойств нефтей пермских, триасовых и юрских залежей.
5. Проведение корреляции в системе нефть – нефть, нефть – ОВ разновозрастных НГМП для выявления генетической связи нефтей и органического вещества пород.
6. Выявление геологических факторов, контролирующих формирование скоплений

нефти на восточном склоне впадины.

Фактические материалы и методы исследования. Основой диссертационной работы явились результаты исследования молекулярного состава и свойств ОВ (155 образцов глинистых аргиллитов) и проб нефтей из 18 скважин залежей в пермских, триасовых и юрских отложениях восточной части впадины Фукан Джунгарского НГБ из коллекции научно-исследовательского института по разведке и разработке нефти Синьцзянского филиала нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна»; результаты исследования изотопного состава углерода керогена, битумоидов и нефтей, выполненные в лаборатории института RIPED. Исследование ОВ и нефтей (пиролиз пород, экстракция битумоидов, газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия и др.) проводилось в лаборатории Научно-исследовательского института экспериментов и испытаний Синьцзянского филиала нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна» и в лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского университета. В работе также использованы дополнительные материалы, включающие петрографические исследования керна и шлама скважин, данные ГИС (15 скважин), сейсмические профили (четыре параллельно и перпендикулярно простиранию пород на восточном склоне впадины), 3D сейсмические атрибуты, данные по физико-химическим параметрам свойств и состава нефтей (плотность, вязкость, групповой состав, содержание твердых парафинов, серы и др.) и фондовые материалы ранее выполненных геохимических исследований ОВ потенциальных нефтепроизводящих пород и нефтей залежей восточной части впадины Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна.

Научная новизна работы.

1. впервые для восточной части впадины Фукан выполнена комплексная оценка нефтегенерационного потенциала среднепермских, среднетриасовых и юрских НГМП;
2. впервые по составу насыщенных углеводородов-биомаркеров и изотопному составу углерода нефтей и ОВ выделены четыре генетических типа нефтей, что позволило установить генетическую связь нефтей с разновозрастными НГМП;
3. впервые выявлены некоторые геологические факторы, контролирующие формирование скоплений нефти на восточном склоне впадины Фукан.

Личный вклад автора.

Автором лично проинтерпретированы сейсмические профили (общая протяженность профилей более 600 км), построены фациальные схемы и геологические разрезы по строению исследуемой территории, проведены пиролитические исследования органического вещества пород (155 образцов), а также биомаркерный анализ органического вещества (15 образцов) и нефтей (из 18 скважин); предложена генетическая классификация

нефтей впадины Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна; выполнено компьютерное моделирование процессов генерации углеводородных флюидов.

Практическая значимость.

Результаты комплексных геолого-геохимических исследований могут быть использованы в качестве основы для качественной и/или количественной оценки ресурсов нефти и газа наименее изученного восточного склона впадины Фукан и обоснования направлений дальнейших поисков и разведки скоплений нефти в пределах перспективных зон.

Основные защищаемые положения.

На основании пиролиза пород и биомаркерного анализа ОВ и нефтей обосновывается нефтегенерационный потенциал среднепермских, среднетриасовых и юрских НГМП впадины Фукан. Нефтегазоматеринские породы, должны обладать следующими свойствами: содержать повышенное количество ОВ преимущественно сапропелевого состава и находится в главной зоне нефтеобразования (градации мезокатагенеза МК₁–МК₃).

1. Геолого-геохимическая интерпретация аналитических данных по свойствам и составу органического вещества пород и нефтей разновозрастных залежей позволяют выделить среднепермские озерные глинистые аргиллиты в пределах выступа Бейсаньтай и на восточном склоне впадины Фукан с хорошим, очень хорошим и превосходным (от 2,45 до 26,28 мг УВ/г породы) нефтегенерационным потенциалом.

2. Дополнительным источником углеводородных флюидов с хорошим и превосходным (от 2,19 до 27,76 мг УВ/г породы) нефтегенерационным потенциалом в формировании залежей нефти в погруженной части восточного склона впадины Фукан явились также озерные глинистые среднетриасовые нефтегазоматеринские породы.

3. Органическое вещество сапропелево-гумусового состава озерных глинистых пресноводных фаций и фаций континентальных болот ниже-среднеюрских отложений (свиты Бадаовань, Саньгунхэ и Сишаньяо) в более погруженной части впадины продуцировало углеводородные флюиды и могло участвовать в формировании залежей в основании восточных и северных выступов обрамления и центральной части впадины.

4. В процессе эволюции Джунгарского нефтегазоносного бассейна наряду с формированием нефтегазоматеринских пород, которые продуцировали углеводородные флюиды, во впадине Фукан при фациальном замещении песков глинами озерных прибрежных и береговых фаций формировались литологически экранированные ловушки, а при неоднократной тектонической активизации также тектонически экранированные, разломы могли являться путями вторичной вертикальной миграции микронефти.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на научных конференциях: Международный молодежный научный форум «ЛОМОНОСОВ» (МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, 2020–2021 г.); 5-ая Международная научно-практическая конференция «Инновации в геологии, геофизике и географии» (Филиал МГУ, Севастополь, 2020 г.); Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» (МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, 2021 г.); Международная научная конференция молодых ученых «Молодые – Наукам о земле» (МГРИ, Москва, 2020, 2022 гг.); XV Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле» (МГРИ, Москва, 2021 г.); Geological International Student Summit (Институт наук о Земле СПбГУ, Санкт-Петербург, 2021 г.); 2-я Всероссийская научная конференция «Успехи органической геохимии» к 120-летию члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию заслуженного геолога РСФСР С.Г. Неручева (Отделение науки о Земле РАН, Новосибирск, 2022 г.).

Публикация. По теме диссертации автором опубликовано 5 статей, из которых 4 статьи — в ведущих научных журналах, включенных в «Перечень...» ВАК Министерства науки и высшего образования РФ и индексируемых международных базах данных RSCI, Scopus и WoS, 9 тезисов в материалах всероссийских и международных конференций.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, 6 глав и заключения. Содержание работы изложено на 143 страницах, включая 11 таблиц, 70 рисунков, список литературных источников из 175 наименований.

Благодарности.

Автор искренне благодарит своего научного руководителя кандидата геол.-мин. наук, доцента геологического факультета *Елену Всеволодовну Соболеву* за бесценную помощь и поддержку на разных этапах создания работы, важные советы и замечания по написанию научных трудов.

Автор благодарит за предоставленный аналитический материал по составу и свойствам нефти и органического вещества пород и за помощь в проведении аналитических исследований и консультации сотрудников научно-исследовательского института по разведке и разработке нефти Синьцзянской нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна».

Глава 1. Краткий очерк геологического строения впадины Фукан

1.1 Физико-географический очерк

Джунгарский нефтегазоносный бассейн (НГБ) находится в северной части Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР. Географически Джунгарский НГБ расположен между горными сооружениями Алтая на севере и Северного Тянь-Шаня на юге, имея треугольную конфигурацию. Впадина Фукан протягивается от северного подножия гор Тянь-Шаня до центральной части Джунгарского НГБ ($44^{\circ}00'$ – $44^{\circ}34'$ северной широты и $86^{\circ}25'$ – $88^{\circ}32'$ восточной долготы). Расстояние с запада на восток — 160 км, с севера на юг — 56 км. Площадь впадины около 9,2 тыс. км², из которых 75% аллювиальные равнины, 23% пустыня Гоби и 2% водохранилище и другие водоемы. Большая часть впадины Фукан расположена в Чанцзи-Хуэйском автономном округе, административным центром которого является город Чанцзи, расположенный в 35 км от центра города Урумчи и в 18 км от международного аэропорта Урумчи. Транспортная сеть в основном сосредоточена в южной части впадины. Скоростные автомагистрали — Пекин-Урумчи (№ G7) и Ляньюньган-Хоргос (№ G30) и железнодорожные магистрали — Урумчи-Джунгар и Урумчи-Хоргос проходят по территории впадины Фукан (рис. 1).

На севере впадины располагается пустыня Гурбантюнгют, а на юге — горы Тянь-Шаня. Увеличение высоты земной поверхности над уровнем моря идёт в целом с северо-запада на юго-восток. Ограниченное количество поверхностных водоемов во впадине Фукан представлено реками, родниками и водохранилищами, которые располагаются неравномерно, занимая небольшую площадь. Все поверхностные стоки текут с гор во впадину, с короткими руслами, и большинство из них исчезает в пустыне Гурбантюнгют. На юге выше 3800 метров над уровнем моря распространены ледники и снежные толщи, которые представляют собой современные области постоянного снежного покрова.

Впадина Фукан находится в северном умеренном поясе с типичным континентальным засушливым климатом, характеризующимся холодной зимой, жарким летом и большим перепадом дневных и ночных температур (до 20 °С). Среднегодовая температура 6,8 °С, средняя температура января составляет (–15,6 °С), июля — (24,5 °С). Климат меняется с юга на север из-за влияния топографических условий — с большим количеством осадков летом на юге и пустынным климатом на севере. Во впадине Фукан достаточно солнечного света, 2700 солнечных часов в год. Среднегодовая сумма осадков 190 мм, причем летом выпадает значительно больше, чем зимой, годовой безморозный период — 160–190 дней.

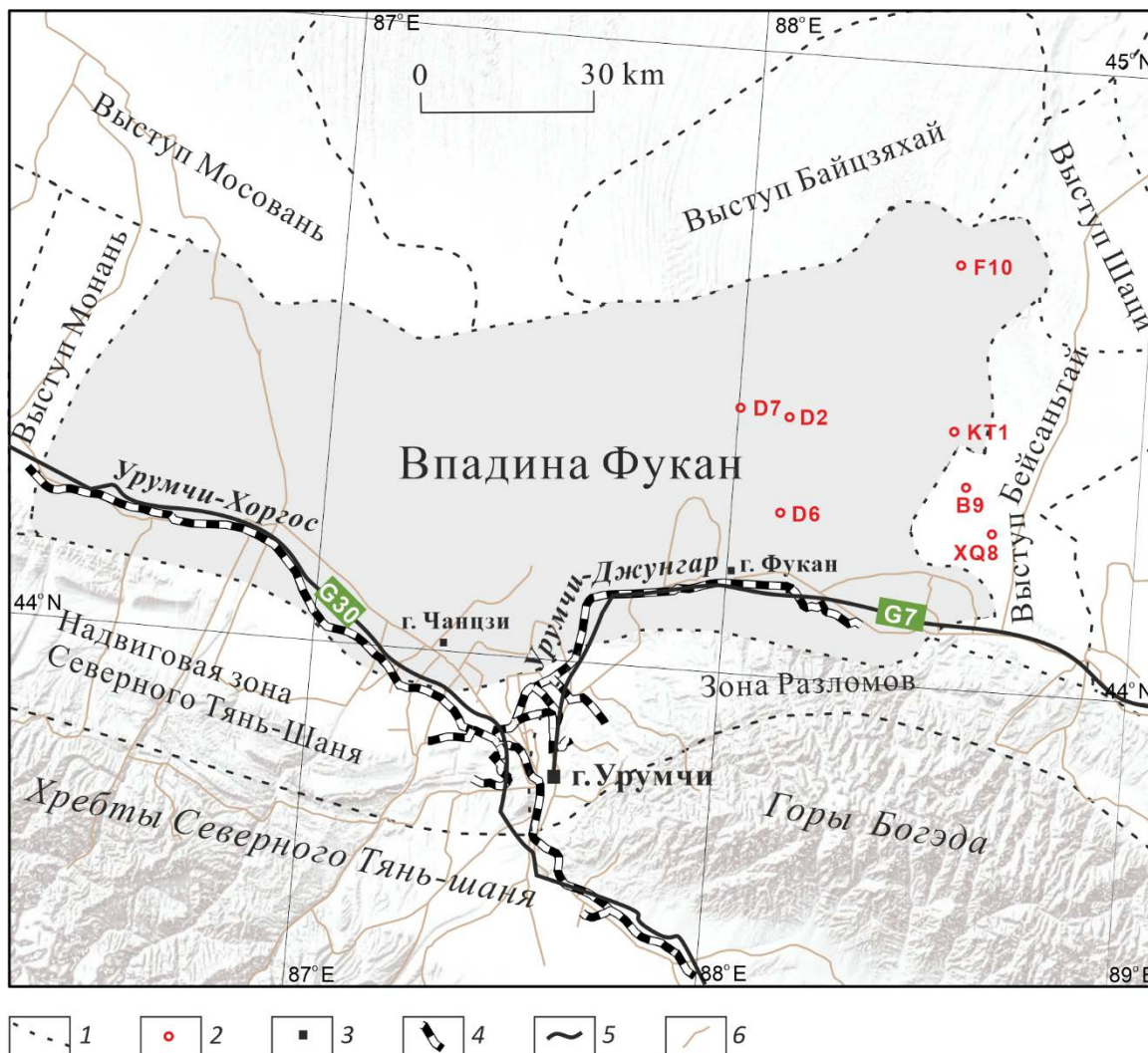


Рисунок 1. Структурные элементы впадины Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна, скважины, города и железнодорожные магистрали: 1 — границы структур обрaмления впадины, 2 — скважины, 3 — основные города, 4 — железнодорожные магистрали, 5 — скоростные автомагистрали, 6 — автодороги

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В разрезе выделяется два структурно-тектонических комплекса: *нижний* — докембрийский кристаллический фундамент (AR-PR), сложенный архейскими высоко метаморфизованными породами, и несогласно залегающими на них нижне-среднепротерозойскими отложениями с относительно невысоким метаморфизмом, и складчатое основание (D-C₁) слабо метаморфизованное, дислоцированное глубинными разломами, и *верхний* — осадочный чехол (C₂-Q) — терригенные породы, в которых отмечается несколько несогласий (рис. 2).

Эра/Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Индекс	Литология	Описание свит, мощность
Кайнозойская	Четвертичная				Q		Гравии, пески и глины, до 600 м
	Неоген	Гелаский-Аквитанский			N		Аргиллиты, глинистые песчаники и песчаники, до 1600 м
	Палеоген	Хаттский-Танетский			Pg		Аргиллиты, алевролиты и песчаники, до 1250 м
Мезозойская	Меловая	Нижний	Альбский-Берриасский	Тугулу		K ₁ t _g	Конгломераты, аргиллиты с прослоями глинистых песчаников и глинистых алевролитов, до 2000 м
			Юрская	Верх.	Кимериджский-Оксфордский	Цигу	
	Средний	Келловейский-Батский		Тоутунхэ	верхняя	J ₂ t ₃	Аргиллиты, алевролиты и глинистые песчаники, до 500 м
		Батский-Ааленский		Сишаньяо	средняя	J ₂ t ₂	
	Нижний	Тоарский-Плинсбахский	Саньгунхэ	верхняя	J ₁ s ₃	Песчаники, аргиллиты с прослоями алевролитов и глинистых песчаников и углей, до 600 м	
				средняя	J ₁ s ₂		
		Синемюрский-Геттангский	Бадаовань	верхняя	J ₁ b ₃	Песчаники, алевролиты, песчанистые аргиллиты и аргиллиты, до 700 м	
				средняя	J ₁ b ₂		
	Триасовая	Верхний	Рэтский	Хаоцзягоу		T ₃ h _j	Аргиллиты с прослоями глинистых алевролитов и алевролитов, до 200 м
			Норийский-Карнийский	Хуаншань-цзе		T ₃ h	Алевролиты, глинистые алевролиты и аргиллиты, до 300 м
		Средний	Ладинский-Анзийский	Карамай			T ₂ k
	Оленекский				Шаофангоу		T ₁ s
	Индский		Цзюцай-юаньцзы		T ₁ j	Песчаники и аргиллиты, до 325 м	
Палеозойская	Пермская	Верхний	Чансинский	Вутунгоу	верхняя	P ₃ w _t ₃	Песчанистые конгломераты, песчаники, аргиллиты, до 750 м
					средняя	P ₃ w _t ₂	
					нижняя	P ₃ w _t ₁	
	Средний	Кептенский-Вордский	Пиндицюань	верхняя	P ₂ p ₃	Аргиллиты, алевролиты и песчаники, до 1000 м	
				средняя	P ₂ p ₂		
нижняя				P ₂ p ₁			
Каменноугольная	Средний	Башкирский	Башань		C ₂ b	Андезиты, базальты, вулканическая брекчия, вулканогенно-осадочные туфы, а также прослой углей, углистых аргиллитов, алевролитов и песчаников, до 1365 м	
Досреднекаменноугольные образования							

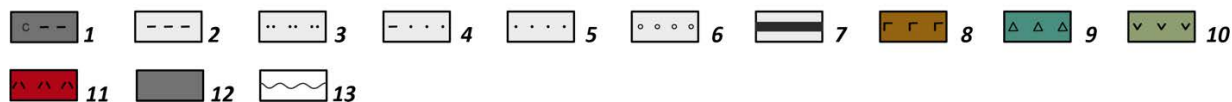


Рисунок 2. Литолого-стратиграфический разрез восточной части впадины Фукан
 Состав пород: 1 — углистые аргиллиты, 2 — аргиллиты, 3 — алевролиты, 4 — глинистые песчаники, 5 — песчаники, 6 — конгломераты, 7 — угли, 8 — базальты, 9 — вулканическая брекчия, 10 — андезиты, 11 — туфы; 12 — нефтегазоматеринские породы; 13 — несогласия

Стратиграфия осадочного чехла описана на основании обобщения данных бурения скважин (образцы шлама, керн) и описаний естественных обнажений, находящихся в восточной части бассейна Джунгария и во впадине Фукан, а также литературных материалов, опубликованных в работах сотрудников Института геологии Китайской академии геологических наук и сотрудников Института геологических наук Синьцзянского управления геологии и минерала (1986) и Исследовательского института разведки и разработки Синьцзянского нефтяного управления (2003). Осадочный чехол сложен отложениями от каменноугольной до четвертичной системы (рис. 2). Поскольку нефтегазоносность связана с осадочным чехлом, то описание фундамента не приведено.

Палеозойская эратема

В восточной части впадины Фукан в палеозойской эратеме выделяются каменноугольная и пермская системы. Осадконакопление происходило в основном в континентальных условиях и довольно кратковременное — всего в четырех веках, в остальное время происходили процессы эрозии и денудации.

Каменноугольная система

Каменноугольные породы несогласно залегают на породах складчатого основания. В каменноугольной системе выделяется средний отдел, в котором обособляется свита Башань.

Средний отдел

Во впадине Фукан осадочный чехол начинается с башкирского яруса, в котором выделяется башаньская свита.

Башкирский ярус

Свита Башань (C_{2b})

Свита Башань с угловым несогласием залегает на породах складчатого основания раннекаменноугольного возраста и широко распространена в восточной части впадины Фукан. На выступе Байцзяхай она отсутствует, вероятно, эродирована. В восточной части впадины Фукан вскрыта скважинами не полностью. Представлена переслаиванием следующих литологических разностей пород: андезиты, базальты, вулканическая брекчия, вулканогенно-осадочные туфы, а также прослой углей, углистых аргиллитов, глинистых аргиллитов, алевролитов, песчаников и песчаников с включениями гальки. Угли, углистые аргиллиты и аргиллиты, накапливавшиеся в озерах и болотах в периоды слабой вулканической активности, богаты органическим веществом и отмечены в пределах выступов Шацзи (менее 10 м) и Бейсаньтай (в его в южной части до 200 м).

Возраст свиты по флоре (*Angaropteridium cardiopteroides*, *Angaridium potaninii*, *Mesocalamites cistiformis*, *Noeggerathiopsis* sp.) и спорово-пыльцевому комплексу

(*Remysporites varicus*-*Striatolebachiites junggarensis*) датируется башкирским веком (Ouyang et al., 1994).

Пермская система

Пермская система залегает несогласно на свите Башань и представлена средним и верхним отделами. В восточной части впадины Фукан в них выделяются свиты Пиндицюань (P_{2p}) и Вутунгоу (P_{3wt}). Эти отложения накапливались в озерных условиях и речной авандельте этого озера.

Средний (Биармийский) отдел

Вордский-Кептенский ярусы (зваделунский отдел)

Свита Пиндицюань (P_{2p})

Свита Пиндицюань несогласно залегает на свите Башань. По данным бурения скважин свита Пиндицюань широко распространена в восточной части впадины Фукан, за исключением сводовой части выступов фундамента. Наиболее полный разрез представлен в скв. F-10, пробуренной в северо-восточной части впадины на склоне выступа Шази, где мощность свиты достигает 313 м (рис. 1, 3).

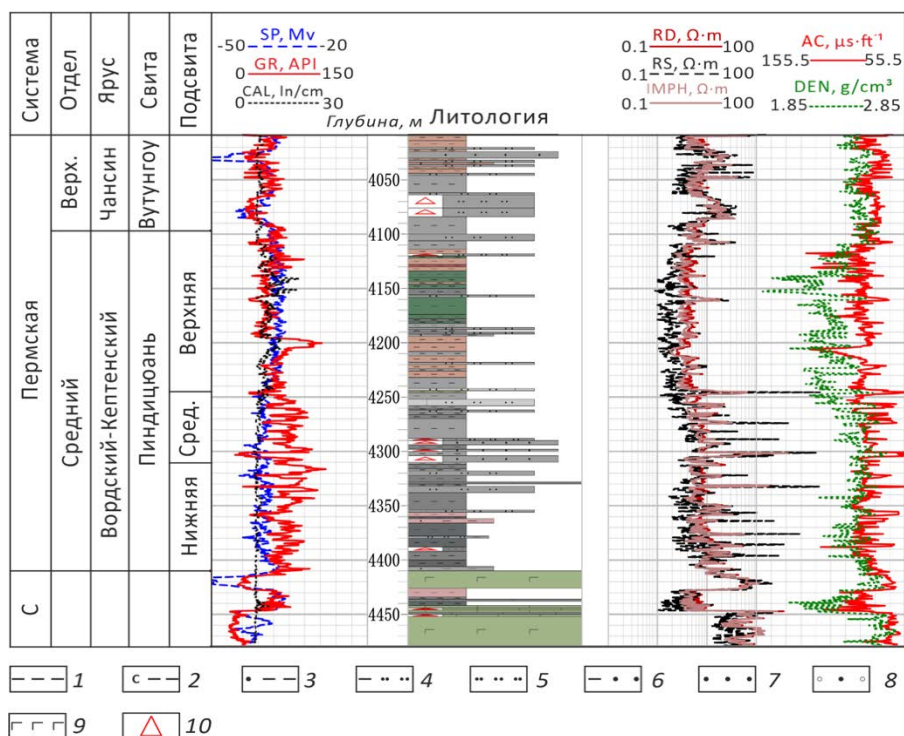


Рисунок 3. Разрез среднепермских отложений с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. F10)

Литология (1-9): 1 — глинистые аргиллиты, 2 — углистые аргиллиты, 3 — песчанистые аргиллиты, 4 — глинистые алевролиты, 5 — алевролиты, 6 — глинистые песчаники, 7 — песчаники, 8 — песчанистые конгломераты, 9 — базальты; 10 — признаки нефтеносности

Свита Пиндицюань делится на три подсвиты (рис. 3). Нижняя подсвита (P_{2p1}) сложена серо-черными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, мощность подсвиты составляет 100 м. Средняя подсвита (P_{2p2}) представлена серыми, серо-черными аргиллитами с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, мощность прослоев достигает 17 м (общая – 67 м). Верхняя подсвита (P_{2p3}) сложена мощными серо-коричневыми и серо-зелеными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, мощность прослоев менее 7 м (общая – 146 м).

На западном склоне выступа Бейсаньтай (скв. КТ-1) вскрыты только нижняя и средняя подсвиты, где нижняя подсвита представлена песчаниками (110 м). Средняя сложена серо-черными аргиллитами (60 м), в подошве отмечается чередование аргиллитов и алевролитов (рис. 4).

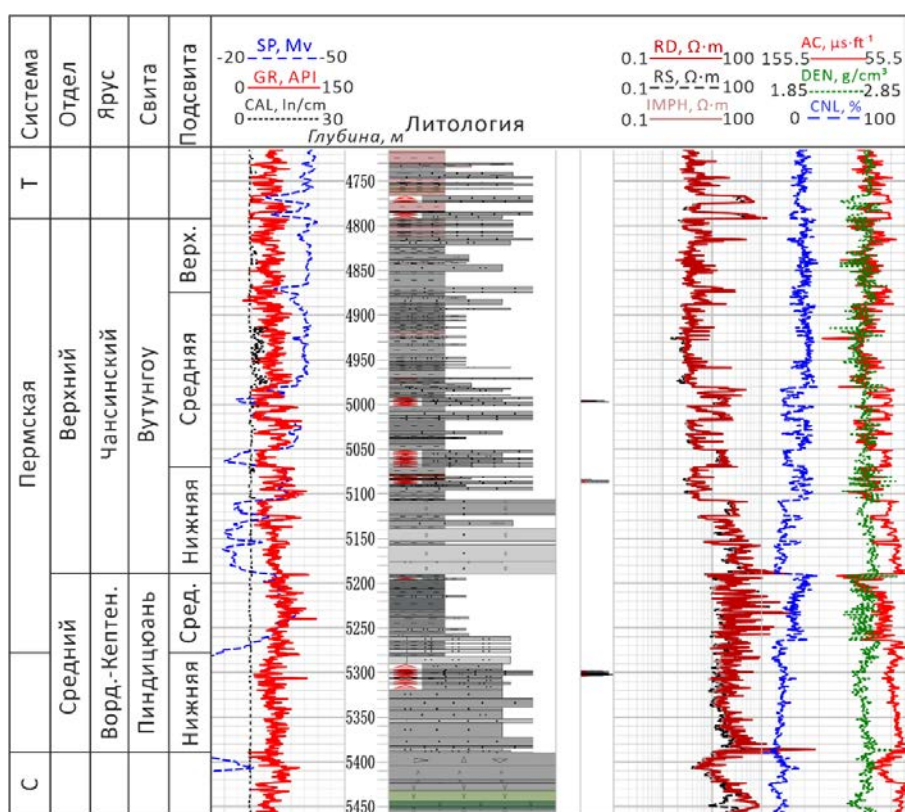


Рисунок 4. Разрез пермских отложений с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. КТ-1). Условные обозначения см. на рис. 3

Отложения свиты накапливались в относительно неглубоком озере и/или на средних глубинах. На юг от выступа Байцзяхай и на запад от выступа Бейсаньтай к центральной части впадины Фукан количество прослоев песчаников и алевролитов уменьшается, а аргиллитов увеличивается. Это объясняется постепенным увеличением в этом направлении глубины озера.

Общая мощность свиты постепенно увеличивается от выступов (*Бейсантай* и *Байцзяхай*), ограничивающих впадину к центру впадины Фукан, по данным сейсморазведки она может достигать 1000 м.

Ископаемая флора *Crassinervia kuznetskiana* (Chachlov) Neuburg, *Crassinervia* sp., *Nephropsis grandis* Gorelova, *Rhachiphyllum altaica* (Zalessky) Burago, *R. heilongjiangensis* (Huang), *Comia shenshuensis* Huang, *Iniopteris sibirica* Zalessky и др., *Callipteris laceratifolia*, *Fascipteris* cf. *hallei*, *Callipteris* cf. *zeilleri*. *Cordaites* sp., *Calamites* sp. и фауна *Darwinula pergusta*, *Palaeoniscidae* датируют вордский и кептенский века (Zhang et al., 1992).

Верхний (лопинский) отдел

Чансинский ярус

Свита Вутунгоу (P₃wt)

Свита Вутунгоу залегает несогласно на свите Пиндицюань и распространена повсеместно в разном объеме на всей площади впадины. Наиболее полный разрез представлен в скв. КТ-1, где ее мощность достигает 400 м (рис. 4).

В свите Вутунгоу по литологическому составу обособляются три подсвиты — нижняя (P₃wt₁), средняя (P₃wt₂) и верхняя (P₃wt₃). Нижняя подсвита (120 м) сложена преимущественно песчанистыми конгломератами, среднезернистыми и мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с прослоями глинистых алевролитов; средняя (183 м) — аргиллитами, алевролитами, мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками; верхняя — серыми глинистыми аргиллитами с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников (97 м). Нижняя и средняя подсвиты выклиниваются на восточном склоне впадины и выступе Бейсаньтай. Общая мощность свиты Вутунгоу постепенно уменьшается от центра впадины к сводовой части выступа Бейсаньтай (43 м) и может достигать 750 м (по данным сейсморазведки).

Флора (*Lophotriletes*, *Apiculatisporis*, *Triangulatisporites*.), спорово-пыльцевой комплекс (*Kraeuselisporites*-*Potonieisporites*-*Sulcatisporites*) и фауна (*Palaeomutela keyserlingi*) датируют чансинский век (Zhang, 1990).

Мезозойская эратема

В восточной части впадины Фукан мезозойская эратема включает триасовую, юрскую и меловую системы.

Триасовая система

Триасовая система залегает несогласно на свите Вутунгоу и широко распространена в восточной части впадины Фукан, за исключением сводовой части выступа Бейсаньтай. Представлена тремя отделами, в которых выделяются пять свит — Цзюцайюаньцзы (T_{1j}),

Шаофангоу (T_{1s}), Карамай (T_{2k}), Хуаншаньцзе (T_{3h}) и Хаоцзягоу (T_{3hj}).

Нижний отдел

Нижний отдел разделяется на свиты Цзюцайюаньцзы и Шаофангоу.

Индский ярус

Свита Цзюцайюаньцзы (T_{1j})

Свита Цзюцайюаньцзы несогласно залегает на свите Вутунгоу. Ее нижняя часть представлена серыми мелкозернистыми песчаниками и песчанистыми конгломератами с тонкими прослоями аргиллитов, верхняя часть — мощными аргиллитами с редкими прослоями мелкозернистых песчаников. Свита Цзюцайюаньцзы в основном накапливалась в мелководном озере и в пределах прибрежной равнины. Ее мощность постепенно уменьшается в восточном направлении от центральной части впадины Фукан (329м) и выклинивается в своде выступа Бейсаньтай.

Спорово-пыльцевой комплекс (*Lundbladispora-Lunatisporites-Aratriporites*) и окаменелости рептилий (*Lystrosaurus*) датируют возраст индским веком (Cheng et al., 1997; Shu и Geoffrey, 1999).

Оленекский ярус

Свита Шаофангоу (T_{1s})

Свита Шаофангоу согласно залегает на свите Цзюцайюаньцзы и имеет с ней сходную литолого-стратиграфическую характеристику. Нижняя часть сложена серыми песчаниками с гравелитами, средне-мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с прослоями красновато-коричневых аргиллитов, а верхняя — красновато-коричневыми аргиллитами, с редкими прослоем мелкозернистых песчаников. Отложения свиты Шаофангоу также в основном накапливались в мелком озере и в пределах прибрежной равнины. Свита Шаофангоу отсутствует в центральной части выступа Бейсаньтай и ее мощность постепенно увеличивается к центральной части впадины Фукан до 335 м.

Фауна (*indeterminate Labyrinthodonts u Lystrosaurus ? sp*) датирует раннеоленекское время осадконакопления (Cheng, 1980).

Средний отдел

В среднем отделе выделяется свита Карамай.

Анизийский-ладинский ярусы

Свита Карамай (T_{2k})

Свита Карамай имеет согласный контакт со свитой Шаофангоу. В пределах изучаемой площади отложения свиты Карамай вскрыты большинством скважин. В ее нижней части преобладают пестроцветные аргиллиты (коричневые, желто-коричневые, серо-зеленые) с маломощными прослоями мелкозернистых песчаников, алевролитов и

песчаников с включениями гальки, а в верхней отмечены мощные темно-серые и серые глинистые аргиллиты с редкими прослоями мелкозернистых песчаников, алевролитов, глинистых алевролитов и углистых аргиллитов (рис. 5). В сводовой части выступов фундамента отложения свита отсутствуют, постепенно их мощность увеличивается в погруженной центральной части впадины Фукан до 400 м.

Флора (*Pleuromeia*, *Annalepis*.) и фауна (*Sinokannemeyeria*) датируют возраст — анизийским и ладинским веками (Shi et al., 2014).

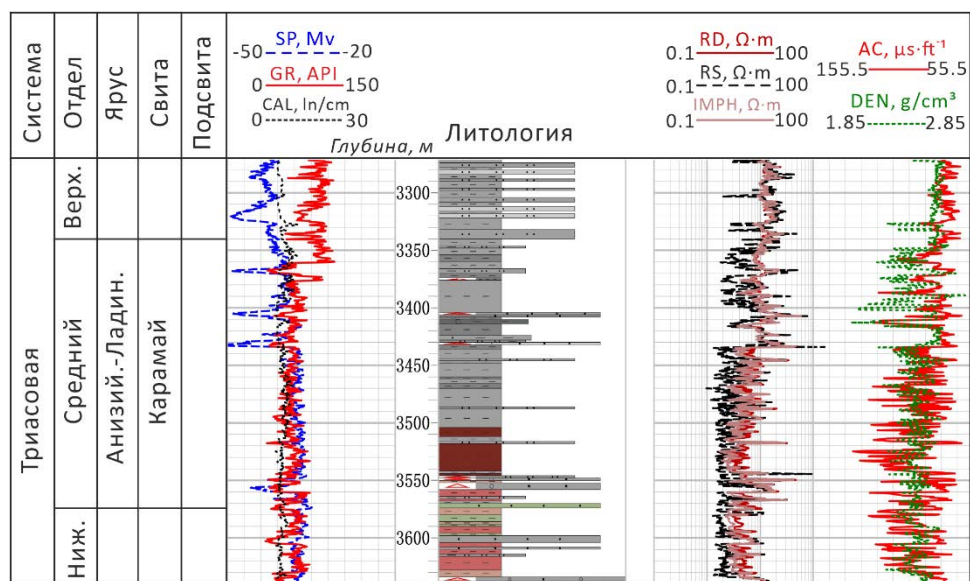


Рисунок 5. Разрез свиты Карамай с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. F10). Условные обозначения см. на рис. 3

Верхний отдел

В верхнем отделе выделяются свиты Хуаншаньцзе и Хаоцзягоу.

Карнийский-норийский ярусы

Свита Хуаншаньцзе (Тзһ)

Свита Хуаншаньцзе согласно залегает на свите Карамай и сложена серыми, зелеными алевролитами, глинистыми алевролитами и аргиллитами, которые накапливались в озере.

Отложения свиты Хуаншаньцзе распространены не повсеместно, они выклиниваются на выступах фундамента. Общая мощность свиты постепенно увеличивается от выступов к центру впадины Фукан (до 300 м).

Флора (*Danaeopsis*) и фауна (*Fukangichthys*, *Bogdania YANG*) датируют карнийский и норийский века осадконакопления (Yang, 1978).

Рэтский ярус
Свита Хаоцзягоу (Тзһ)

Свита Хаоцзягоу согласно залегает на свите Хуаншаньцзе и представлена серыми аргиллитами с прослоями глинистых алевролитов и алевролитов, накапливавшихся во фронтальной зоне дельты реки, впадающей в озеро.

Отложения свиты Хаоцзягоу отсутствуют в пределах выступов фундамента, их общая мощность постепенно увеличивается к центральной части впадины Фукан (до 200 м). Кровельная часть свиты эродирована.

Флора (*Danaeopsis*, *Hausmannia*, *Clathropteris minoria*) и спорово-пыльцевой комплекс (*Dictyohyllidites-Apiculatisporis-nonstriate bisaccate*) датируют возраст рэтским веком (Cheng et al., 1997).

Юрская система

Юрская система содержит три отдела и в них все ярусы, в которых выделяются пять свит — Бадаовань (J_{1b}), Саньгунхэ (J_{1s}), Сишаньяо (J_{2x}), Тютунхэ (J_{2x}) и Цигу (J_{3q}).

Нижний отдел

Геттангский-синемюрский ярусы

Свита Бадаовань (J_{1b})

Свита Бадаовань имеет несогласный контакт со свитой Хаоцзягоу, отсутствует только в южной части выступа Бейсаньтай, сложена в основном озерными глинистыми аргиллитами, в которых количество песчаных пластов увеличивается от центра впадины к ее периферийным частям. Отложения свиты во впадине вскрыты не полностью из-за большой глубины их залегания. Наиболее полный разрез представлен в скв. D-2 (рис. 6), где мощность свиты достигает 580 м.

Свита Бадаовань расчленяется на три подсвиты. В нижней подсвите выделяются серые глинистые аргиллиты с прослоями песчаников, углей и углистых аргиллитов. Средняя подсвита представлена преимущественно глинистыми аргиллитами, глинистыми песчаниками с прослоями углей и углистых аргиллитов. Верхняя подсвита сложена неравномерным переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов и углей.

Общая мощность свиты в центральной части впадины до 800 м (по данным сейсморазведки) сокращается в восточном направлении к выступу Бейсаньтай.

Флора (*Todites princeps*, *Clathropteris elegans*, *Coniopteris gaojiatianensis*, *Cladophlebis*), спорово-пыльцевой комплекс (*Cyathidites-Dictyophyllidites-Cerebropollenites*) датирует возраст геттангским и синемюрским веками (Deng et al., 2010; Zhang, 1990).

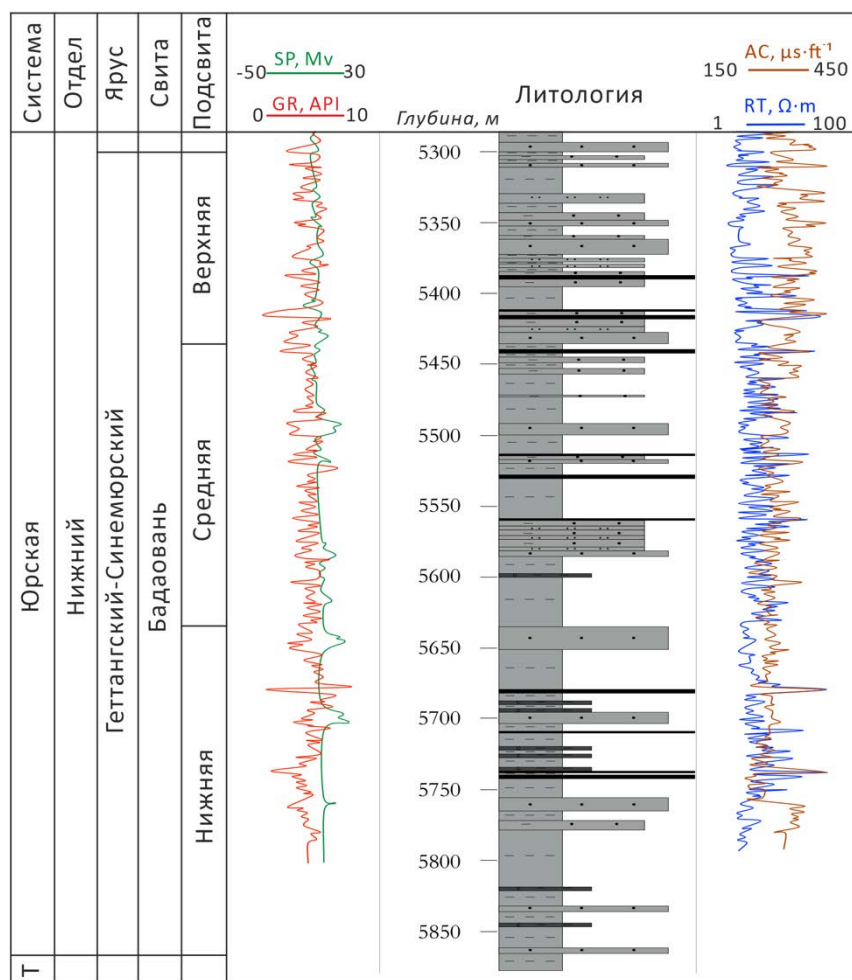


Рисунок 6. Разрез свиты Бадаовань с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. D-2). Условные обозначения см. на рис. 3

Плинсбахский-тоарский ярусы

Свита Саньгунхэ (J_{1s})

Согласный контакт со свитой Бадаовань. Свита Саньгунхэ отсутствует в пределах выступа Бейсаньтай. Свита разделена на три подсвиты (рис. 7): нижняя подсвита сложена аргиллитами, алевролитами и мелко-среднезернистыми песчаниками; средняя подсвита представлена переслаиванием аргиллитов и среднезернистых песчаников; верхняя подсвита — песчанистыми аргиллитами, аргиллитами с редкими прослоями алевролитов.

Свита Саньгунхэ в основном накапливалась в фронтальной зоне речной дельты. Мощность до 700 м, которая сокращается к выступу Бейсаньтай.

Флора (*Coniopteris-Phoenicopsis*), спорово-пыльцевой комплекс (*Cycadopites-Klukisporites-Chasmatosporites*) и фауна двустворчатых моллюсков (*Unio-Tutuella-Sibireconcha-Ferganoconcha*) датируют плинсбахский и тоарский века (Yuan et al., 2017; Sha et al., 2011).

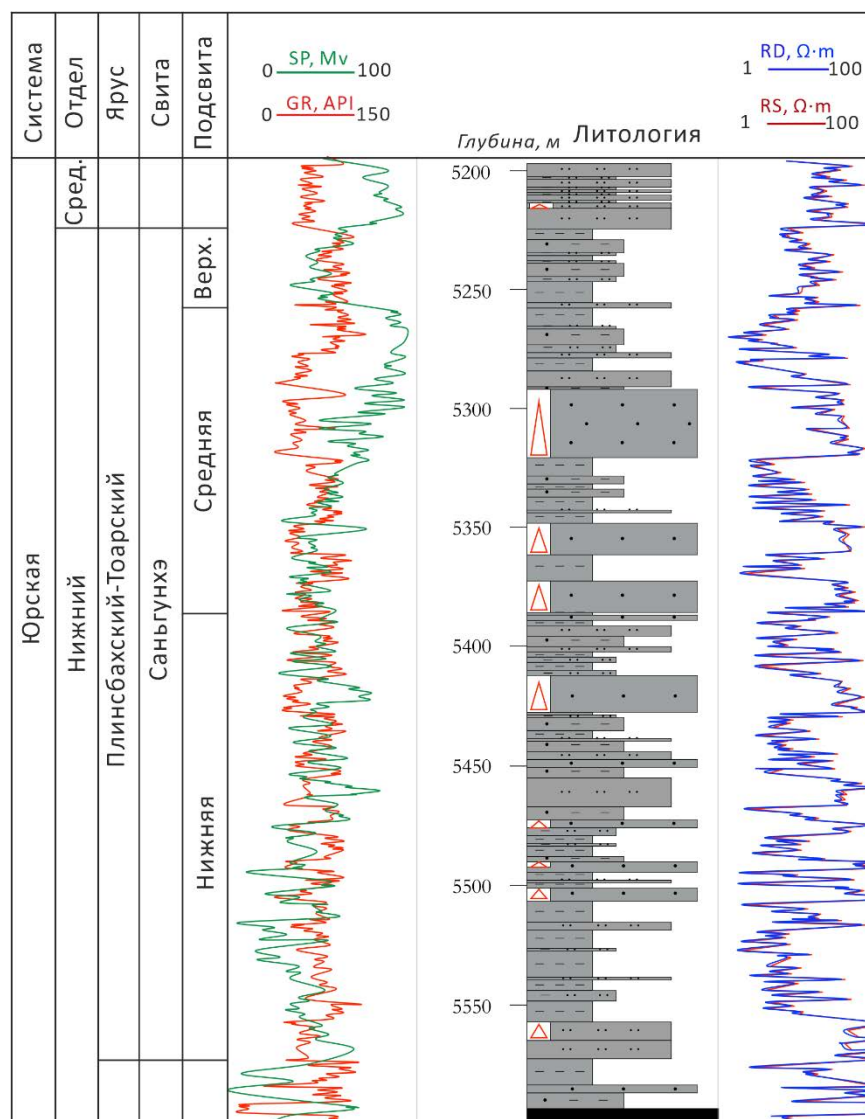


Рисунок 7. Разрез свиты Саньгунхэ с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. D-6). Условные обозначения см. на рис. 3

Средний отдел

Ааленский-батский ярусы

Свита Сишаньяо (J_{2x})

Согласный контакт со свитой Саньгунхэ. Свита Сишаньяо унаследовала особенности распространения отложений свиты Саньгунхэ. Свита представлена серыми глинистыми аргиллитами с прослоями глинистых песчаников, алевролитов и углей, в подошве свиты вскрыты мощные мелкозернистые и среднезернистые песчаники (10–30 м).

Свита Сишаньяо в основном накапливалась на дельтовых равнинах. Мощность во впадине достигает 600 м и сокращается к выступу Бейсаньтай.

Флора (*Coniopteris-Phoenicopsis*) и спорово-пыльцевый комплекс (*Cyathidites-Neoraistriskia-Disacciatrileti*) подтверждает среднеюрский возраст пород (Huang, Li, 2007).

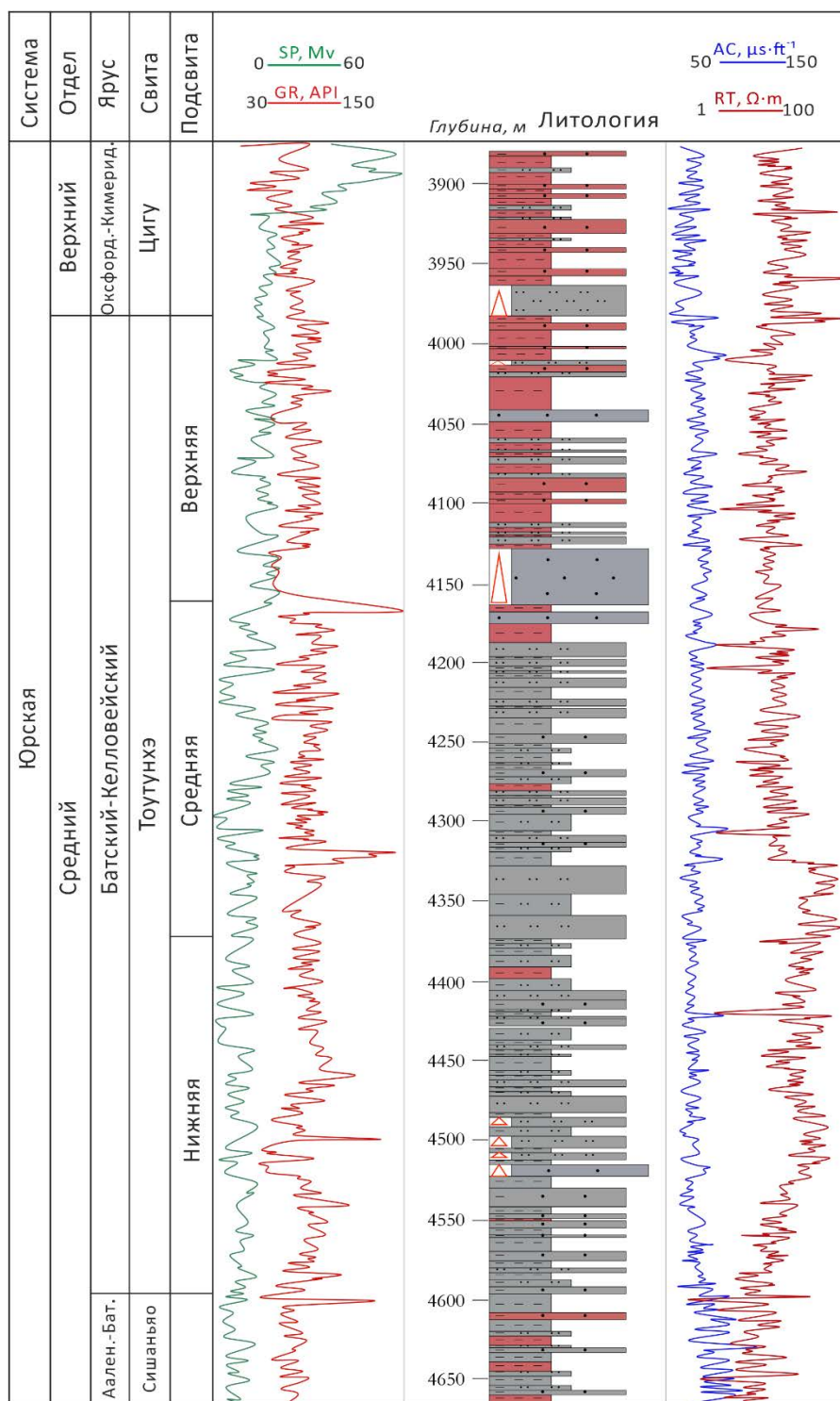


Рисунок 8. Разрез средне-верхнеюрских отложений с геофизическими характеристиками (восточная часть впадины Фукан, скв. D-7). Условные обозначения см. на рис. 3

Батский-келловейский ярус

Свита Тоутунхэ (J_2t)

Согласный контакт со свитой Сишаньяо. Свита Тоутунхэ делится на три подсвиты (рис. 8): нижняя подсвита сложена переслаиванием серых глинистых аргиллитов, алевролитов и глинистых песчаников; средняя — переслаиванием алевролитов и глинистых

аргиллитов; верхняя подсвета в своей нижней части — серыми мелкозернистыми песчаниками, а в верхней — коричневыми аргиллитами с прослоями серых песчаников, алевролитов и глинистых песчаников.

Нижняя подсвета накапливалась на фронтальной части веерообразной дельты, а средняя и верхняя — на дельтовой равнине.

Свита Тоутунхэ отсутствует в пределах выступа Бейсаньтай и ее мощность постепенно увеличивается до 500 м к центральной части впадины Фукан.

Спорово-пыльцевой комплекс (*Cyathidites-Disacciatrileti-Classopollis*) и фауна остракод (*Darwinula sarytirmenensis-D.magna-Timiriasevia, Psilunio-Eolamprotula-Cuneopsis-Pseudocardinia*) датируют возраст батским и келловейским веками (Deng et al., 2015).

Верхний отдел

Оксфордский-кимериджский ярусы

Свита Цигу (J_{3q})

Согласный контакт со свитой Тоутунхэ. Отложения свиты Цигу вскрыты скважинами во впадине. Кровля свиты подвергалась разрушению в процессе денудации и эрозии. Свита представлена переслаиванием красно-коричневых аргиллитов, глинистых песчаников, в подошве — мощными алевролитами (10–20 м) (рис. 8).

Свита Цигу имеет аллювиальный (руслый) генезис. Наибольшая мощность отложений, сохранившихся в пределах впадины, до 400 м.

Спорово-пыльцевой комплекс (*Classopollis-Disacciatrileti*) датирует оксфордский и кимериджский века (Deng et al., 2015).

Меловая Система

Меловая система менее развита, чем юрская, в ней выделяется только серия Тугулу.

Нижний отдел

Берриаский-альбский ярусы

Серия Тугулу (K_{1tg})

Несогласный контакт со свитой Цигу. Основание серии характеризуется конгломератами (10–140 м), которые в основном распространены на северных и восточных склонах впадины Фукан. Нижняя часть представлена коричнево-красными аргиллитами, глинистыми песчаниками и средне-мелкозернистыми песчаниками (10–30 м), такой тип отложений характерен для русла и поймы реки, а верхняя часть — коричневыми, серо-коричневыми аргиллитами с прослоями светло-серых глинистых алевролитов, они накапливались в пойме реки (затопляемой равнине между реками).

Отложения серии Тугулу отсутствуют только на небольшой площади южной части выступа Бейсаньтай, где ее мощность постепенно увеличивается к центральной части

впадины Фукан до 2000 м.

Спорово-пыльцевой комплекс (*Cicatricosisporites-Disacciatrileti*) и фауна (*Dsungaripterus weii*) датирует возраст берриасским и альбским веками (Young, 1964; Deng et al., 2015).

Палеогеновая система

Несогласный контакт с серией Тугулу. Основными отложениями, слагающими систему, являются коричневые аргиллиты, желто-коричневые алевролиты и песчаники.

Палеогеновые отложения широко распространены в восточной части впадины Фукан, их мощность постепенно увеличивается от северной части выступа Бейсаньтай (17 м) к впадине Фукан (1250 м).

Флора (*Glaphyrocysta-Spiniferites*) и фауна (*Eucypris sp.*, *Limnocythere sp.*) подтверждают палеогеновый период (Zhou et al., 2012).

Неогеновая система

Несогласный контакт с палеогеновой системой. Она представлена желто-коричневыми аргиллитами, светло-желтыми глинистыми песчаниками и светло-серыми песчаниками.

Неогеновые отложения так же широко распространены в восточной части впадины Фукан, их мощность постепенно увеличивается от выступа Шацци (37 м) к впадине Фукан (1600 м).

Фауна (*Cyclocypris cavernosa*, *Candona asseptis*, *Darwinula stevensoni*, *Candoniella albicans*) подтверждает неогеновый период (Huang, 1982).

Четвертичная система

Несогласный контакт с неогеновой системой. Сложена прослоями серого гравия, желтых песков и глины. Мощность от 0 м до 600 м.

1.3 Тектоника

Джунгарский нефтегазоносный бассейн (НГБ) находится в Центрально-Азиатском орогенном поясе и является его частью. Он находится в центральном стабильном блоке Джунгарского массива и граничит с Казахской, Сибирской и Таримской палеоплитами. Он начал формироваться в пределах палеоазиатского океана (Sengor et al., 1993; Sengor et al., 1996; Jahn et al., 2004) (рис. 9). Осадочный чехол бассейна сформирован на фундаменте докембрийской микроплиты и слабо метаморфизованного складчатого основания (D–C₁) (Kuang, 1993; Wang et al., 2006).

Существуют разные мнения о формировании структуры фундамента Джунгарского осадочно-породного бассейна. Есть два спорных момента: имеется ли кристаллический

фундамент в его пределах; на континентальной или океанической земной коре сформировался бассейн?

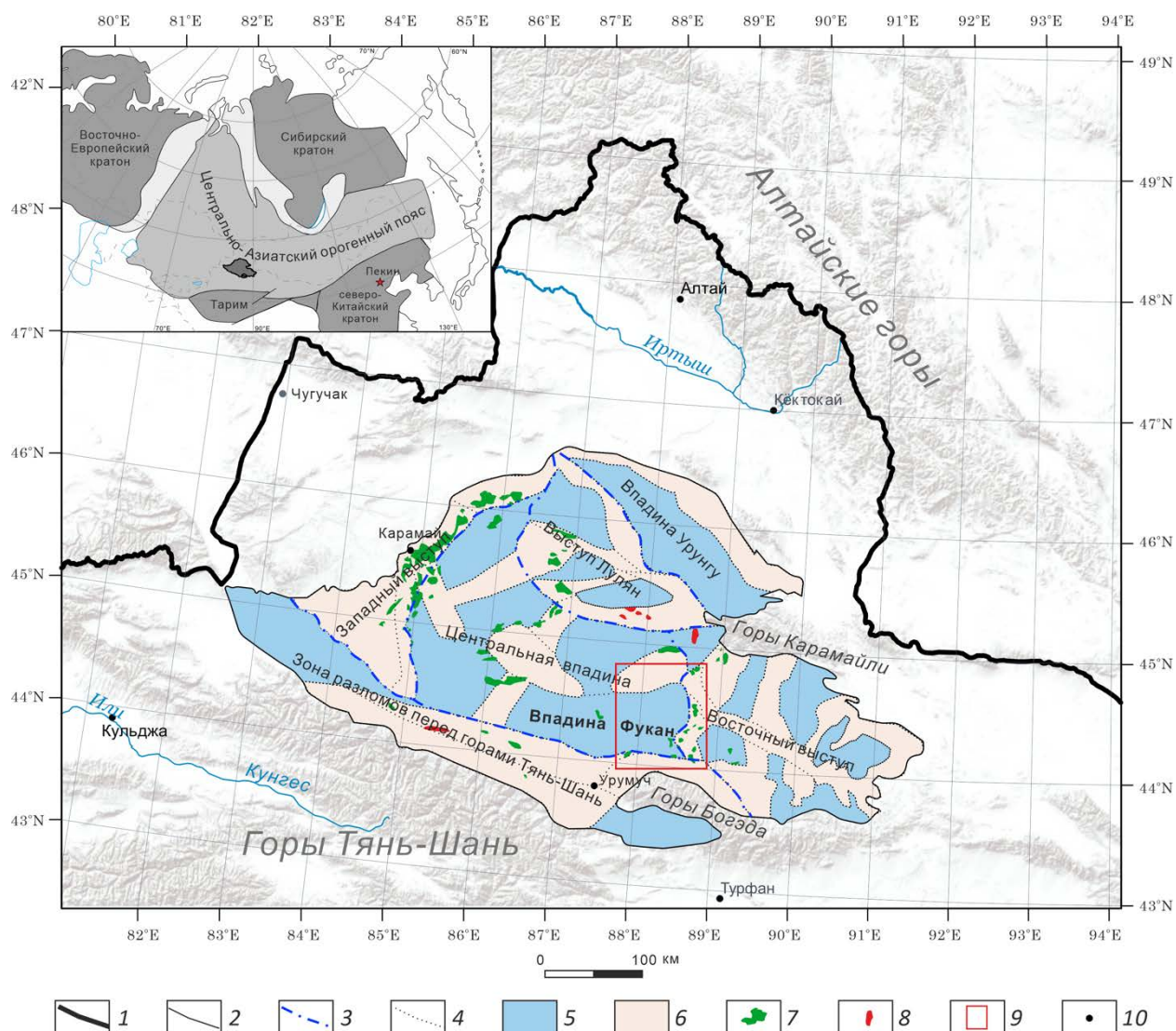


Рисунок 9. Тектонические элементы Джунгарского нефтегазоносного бассейна (Yang et al., 2004)

Условные обозначения: 1 — границы Китая, 2 — границы Джунгарского НГБ, 3 — границы структурных элементов первого порядка, 4 — границы структурных элементов второго порядка, 5 — впадины, 6 — выступы, 7 — нефтяные месторождения, 8 — газовые месторождения, 9 — район исследования, 10 — населенные пункты

С 1992 по 1993 г. Синьцзянское нефтяное управление выполнило три магнитотеллурических (МТ) профиля по всему бассейну, и пришло к мнению, что в его основании находится земная кора континентального типа. В настоящее время большинство исследователей считают, что Джунгарский осадочно-породный бассейн имеет не только складчатое основание, но и докембрийский кристаллический фундамент (Zhao, 1992; Yuan

et al., 1994; Qu et al., 2008). Таким образом, можно выделить в его пределах три структурно-тектонических комплекса — архей-среднепротерозойский фундамент, девон-нижнекаменноугольное складчатое основание и среднекаменноугольно-четвертичный осадочный чехол.

Кристаллический фундамент в нижней части сложен архейскими породами, находящимися на относительно высокой стадии метаморфизма, а в верхней — ниже- и среднепротерозойскими породами с относительно невысоким метаморфизмом, между ними существует несогласие. Кристаллический фундамент разбит глубинными разломами субширотного и субмеридионального простирания на разновеликие прямоугольные блоки (Qu et al., 2008). Глубина залегания кристаллического фундамента возрастает в юго-западном направлении от 6 км на западном склоне горы Карамайли до 16 км в южной части впадины Фукан.

Складчатое основание сложено девонскими и нижнекаменноугольными слабо метаморфизованными породами, дислоцировано глубинными разломами и имеет блоково-складчатое строение. Мощность складчатого основания наибольшая на северном и южном обрамлениях бассейна — 8–14 км, в его северной части — 4–10 км, постепенно уменьшаясь к югу, во впадине Фукан варьирует от 0 до 1 км (Qu et al., 2008).

На изучаемой территории установлена унаследованность пликативных структур в осадочном чехле положительных и отрицательных блоков складчатого основания. Разница лишь в том, что амплитуды структур уменьшаются вверх по разрезу.

В рельефе складчатого основания в Джунгарском бассейне выделяется 6 крупных положительных и отрицательных структур первого порядка: впадины Урунгу и Центральная, выступы Лулян, Западный и Восточный, зона Разломов перед горами Тянь-Шаня, а в их пределах 44 структуры второго порядка, одной из которых является впадина Фукан (Yang et al., 2004) (рис. 9).

Впадина Фукан приурочена к Центральной впадине (структуры первого порядка), она вытянута в субширотном направлении, на севере ограничена выступами Байцзяхай и Мосовань, на юге — зоной Разломов перед горами Тянь-Шаня, на западе — выступом Монань, на востоке — выступом Бейсаньтай (рис. 1, 9). Впадина Фукан представляет собой асимметричную синеклизу. Ее южный склон, обращенный к зоне Разломов, очень короткий, а относительно пологий северный — более длинный. Мощность осадочного чехла наибольшая в южной части впадины (14 км), к бортам впадины его мощность постепенно уменьшается.

Район исследования находится в восточной части впадины Фукан, которая включает в себя следующие структуры второго порядка: выступы Шацзи, Бейсаньтай и зоны

Разломов. Все структуры осложнены более мелкими складками и разломами (рис. 10).

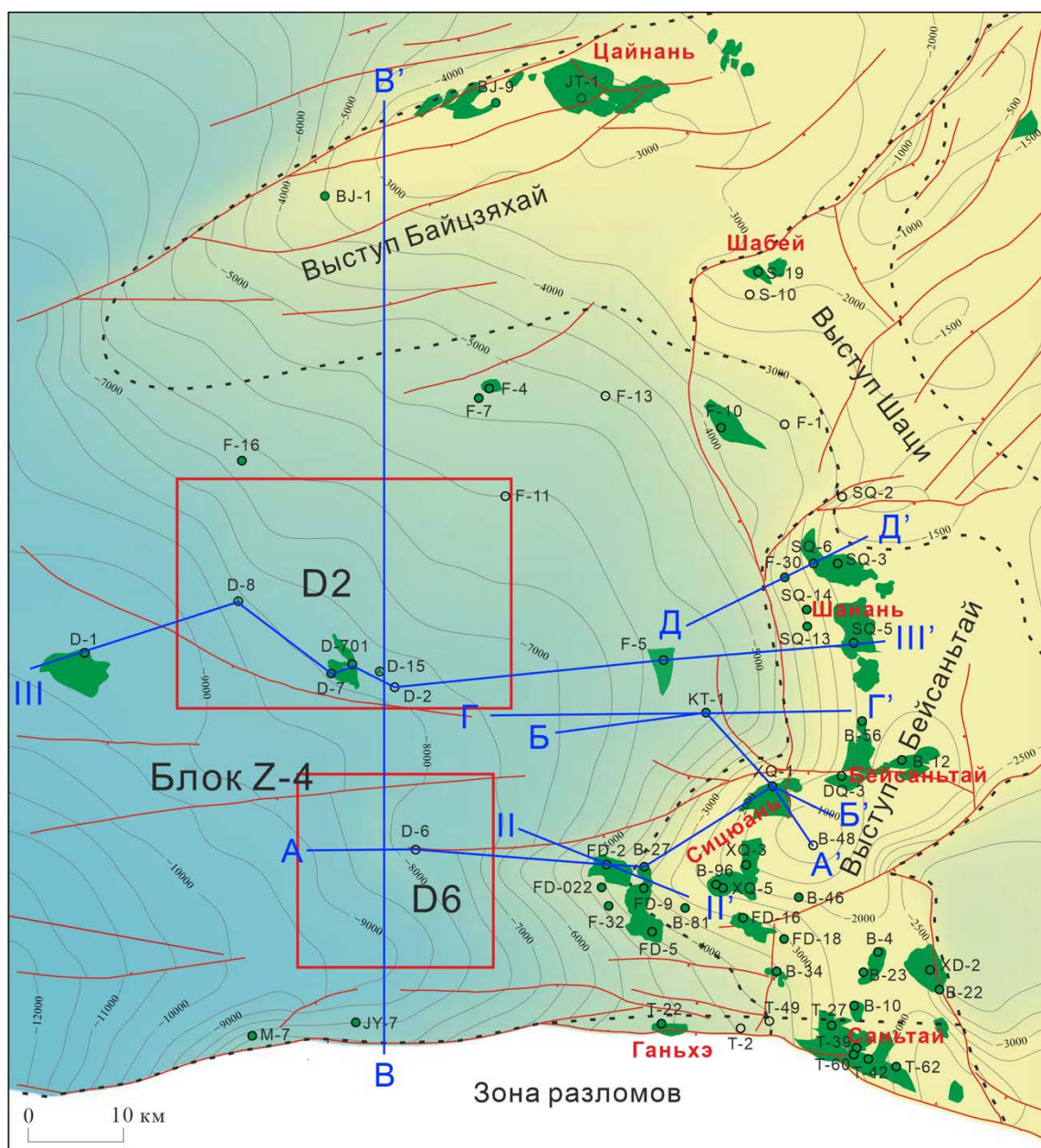


Рисунок 10. Тектонические элементы восточной части впадины Фукан с нефтяными месторождениями (He et al., 2021) (с изменениями и дополнениями)

Условные обозначения: 1 — новая площадь с 3D съемкой, 2 — стратоизогипсы (через 500 м) по кровле среднекарбоновых отложений, 3 — разломы, 4 — границы тектонических элементов, 5 — нефтяные залежи, 6 — линия профиля, 7 — скважины, 8 — названия нефтяных месторождений

Для иллюстрации тектонической структуры восточной части впадины Фукан рассмотрены два временных сейсмических профиля (рис. 11, 12).

Профиль А–А' пересекает с запада на восток восточную периферию впадины Фукан и свод выступа Бейсаньтай. По результатам геолого-геофизической интерпретации установлено, что пласты отложений осадочного чехла постепенно воздымаются в этом же направлении (рис. 11). На восточном склоне впадины на среднепермских породах несогласно залегают верхнепермские. В своде выступа Бейсаньтай среднепермские породы выклиниваются. Меловые толщи в разных частях впадины с угловым несогласием залегают на верхнепермских, триасовых и юрских отложениях. Выступ Бейсаньтай является конседиментационной структурой, о чем свидетельствует его унаследованность строению складчатого основания и выполаживание антиклинали вверх по разрезу. Восточный склон впадины Фукан представляет собой моноклинально залегающие и воздымающиеся с запада на восток толщи пермской, триасовой, юрской и меловой систем, мощность которых в этом направлении уменьшается, осложненных субвертикальными разломами.

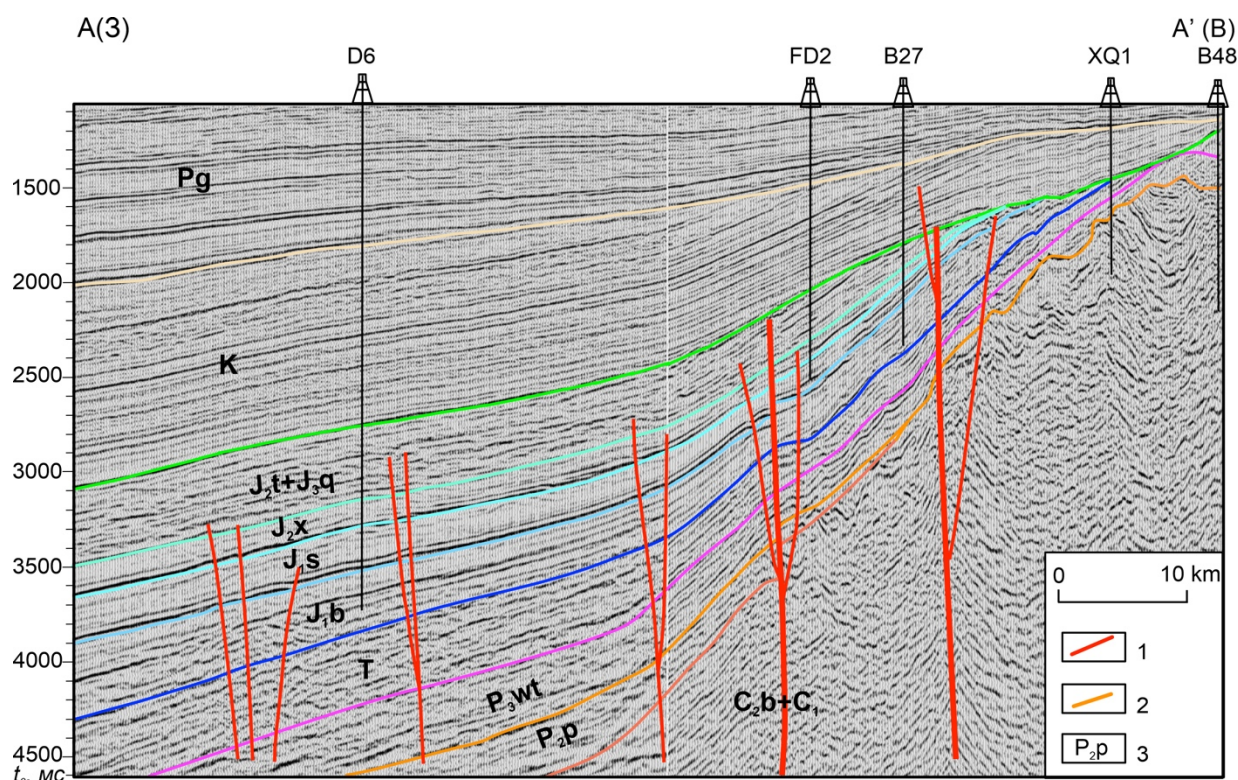


Рисунок 11. Геологическая интерпретация временного сейсмического профиля А–А' (линия профиля на рис. 10). Условные обозначения: 1 — разломы, 2 — отражающие горизонты, 3 — индексы пластов осадочного чехла.

Профиль В–В' пересекает с юга на север южную периферию впадины Фукан и выступ Байцзяхай. На разрезе видно, что северная часть впадины Фукан представляет собой пологий склон, наклоненный на юг. В конце позднеюрской эпохи — в начале раннемеловой произошла тектоническая активизация, что привело к дизъюнктивным дислокациям в

пределах впадины. Породы нарушены разломами, которые прослежены от каменноугольных до подошвы меловых пластов. Разломы во впадине Фукан представлены «цветковыми» структурами, это указывает на то, что они претерпевали активизацию переформирования под действием сдвиговых тектонических дислокаций. Изменение мощности пластов в целом менее резкое, чем на восточном склоне впадины (рис. 12).

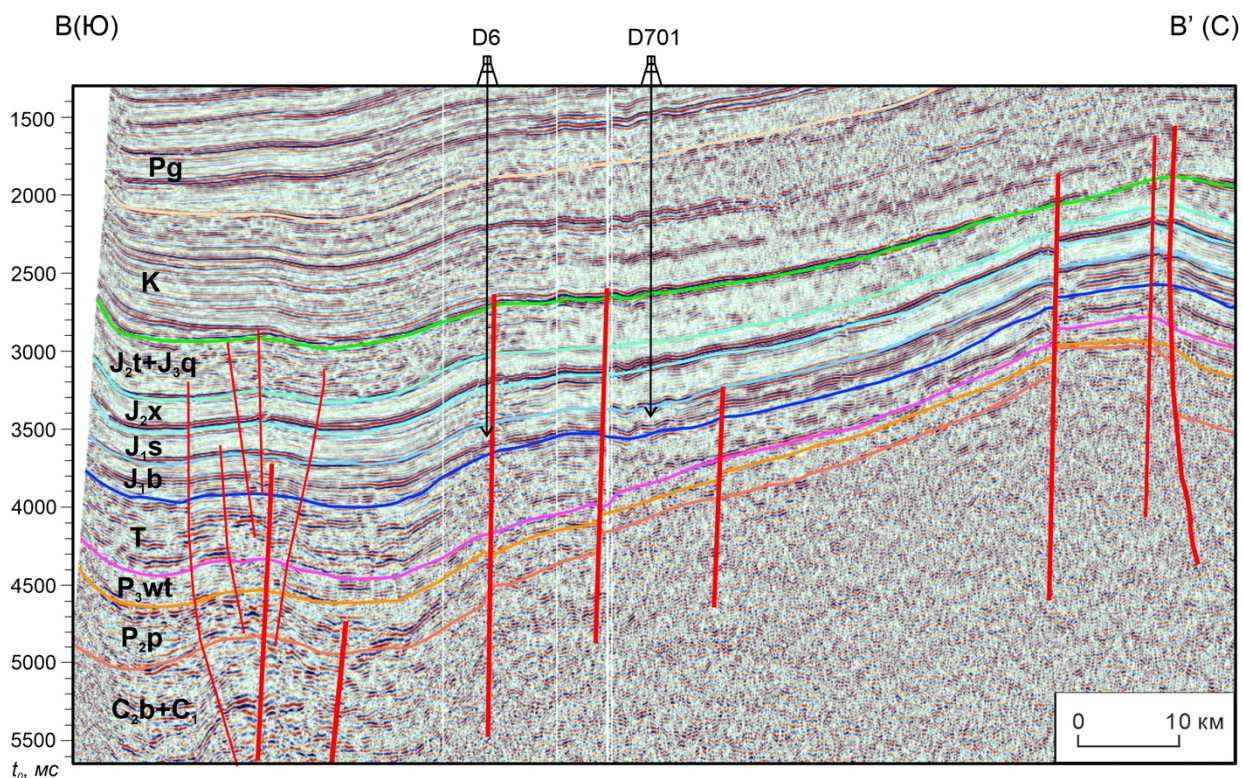


Рисунок 12. Геологическая интерпретация сейсмического временного профиля В–В' (линия разреза на рис. 10). Условные обозначения см. на рис. 11

Разрывные нарушения, осложняющие осадочный чехол, широко распространены в центральной части впадины Фукан и на ее восточном склоне. Они сформировались в Джунгарском осадочно-породном бассейне в процессах неоднократной тектонической активизации (герцинской, индокитайской, яньшаньской и гималайской) (He et al., 2018). Большинство разломов затухает в юрских отложениях — их амплитуды смещения сводятся к нулю, но некоторые из них деформируют разрез до меловой системы (рис. 11, 12). Крупным разломам сопутствует значительное количество второстепенных нарушений и трещин.

Дополнительную информацию о системе дизъюнктивных нарушений разных типов, простирания, возраста образования и времени тектонической активизации во впадине отражают стратиграфические срезы кубов сейсмических атрибутов вдоль пластов (рис. 13). В верхнепермских отложениях выделено большое количество разломов субширотного и

субмеридионального простирания, они начали формироваться во время герцинской складчатости. Более молодые разломы (они в основном образовались в периоды яньшаньской активизации) также развиты в нижне- и среднеюрских толщах, но в меньшем количестве.

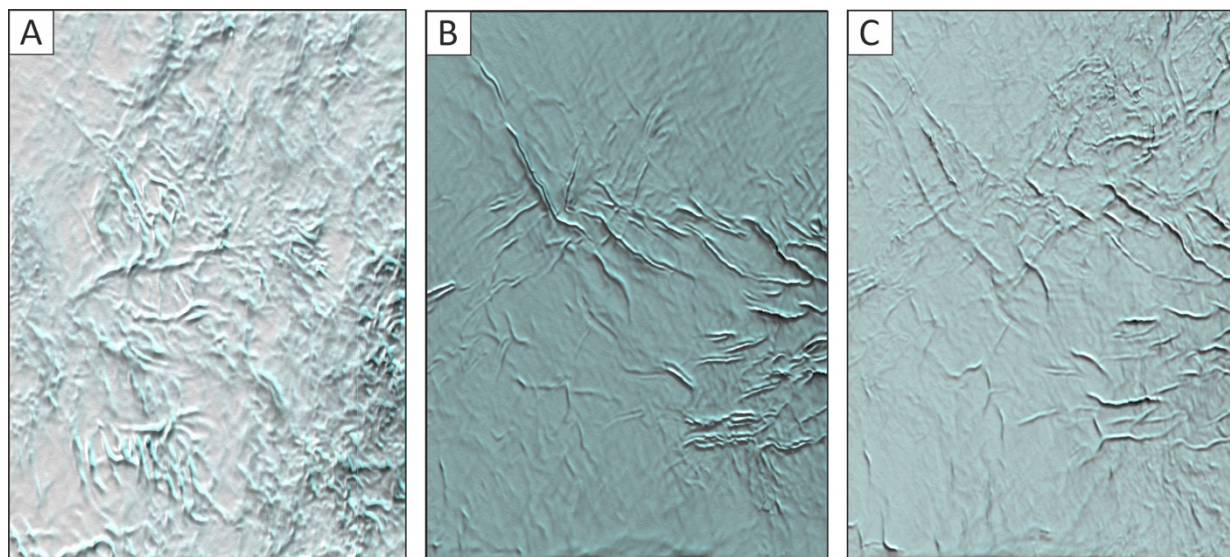


Рисунок 13. Стратиграфические срезы кубов сейсмических атрибутов “когерентности” вдоль пластов района D6: а) P_{3wt}, б) J_{1s}, в) J_{2t}

1.4 История геологического развития

История становления и формирования Джунгарского осадочно-породного бассейна отражена в трудах Ву Цинфу (Wu, 1986), Чжао Бай (Zhao, 1992), Чэнь Синь (Chen et al., 2002), Хэ Дэньфа (He et al., 2018) и других исследователей.

Кристаллический фундамент Джунгарского бассейна и прилегающих территорий сформировался в результате столкновения и объединения нескольких древних блоков земной коры континентального типа, сформировавшихся в позднеархейское время (Chen et al., 2002). В начале неопротерозойского времени здесь образовался крупный и устойчивый палеоазиатский континент. Позднее (1000–650 Ma) при образовании палеоазиатского океана палеоазиатский континент распался, в пределах океана существовало множество микроконтинентов разных размеров, одним из которых являлся Джунгарский срединный массив. До каменноугольного периода Джунгарский срединный массив отделялся от Казахской, Сибирской, и Таримской палеоплит глубокими трогами.

В среднекаменноугольную (C₂–P₁) эпоху трого на северо-западе (ныне гора Западный Джунгар) и северо-востоке (ныне Алтайские горы) закрылись в процессе герцинского орогенеза, поскольку в их пределах произошла инверсия, сформировалось

горное обрамление бассейна. В это время трог на южной окраине (ныне горы Богэда) еще соединялся с открытым морем, но постепенно закрывался и был отделен от него в конце раннепермской эпохи (Wang et al., 2018).

Северным обрамлением бассейна, как уже упоминалось, являлся позднепалеозойский орогенный пояс, перед которым сформировался краевой прогиб, где отлагались среднепермские терригенные осадки. Хотя южный трог позже тоже был закрыт, в его пределах инверсия произошла позднее, возможно, его территория, сообщалась с морем, где происходило изменение положения береговой линии. Во время трансгрессий погруженные части трога покрывались морскими водами, формировались соленые озера (рис. 14).

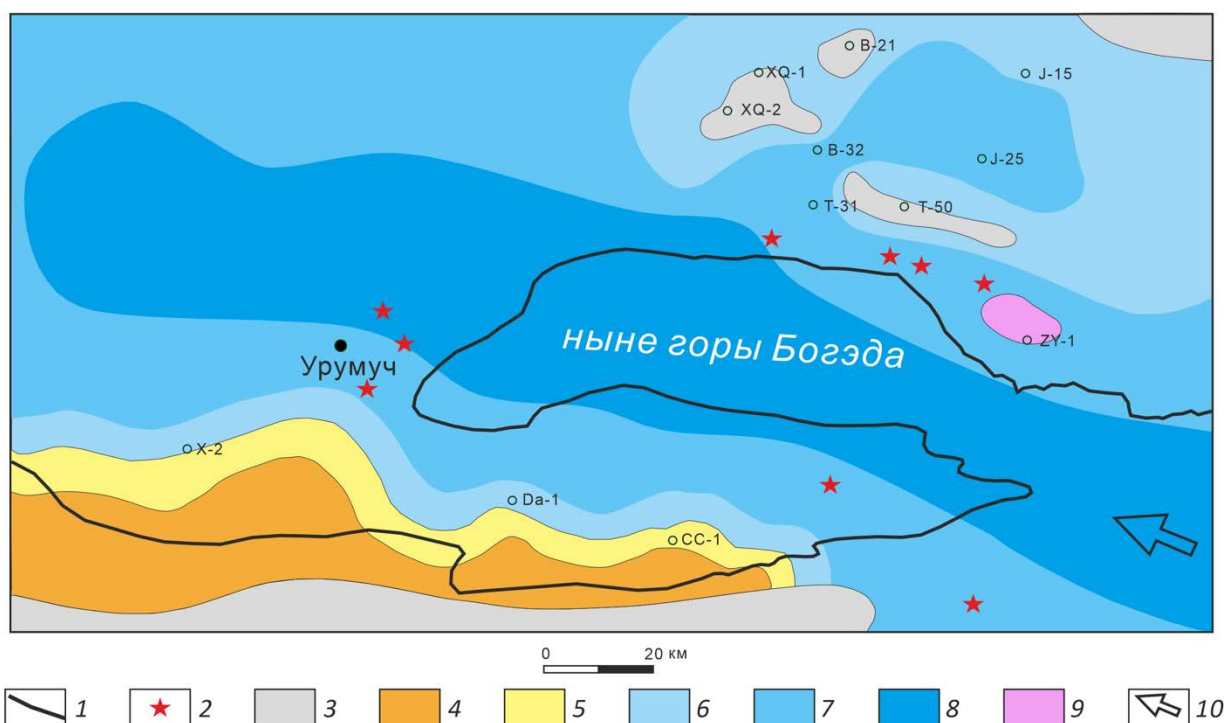


Рисунок 14. Схема эволюции озерных обстановок осадконакопления в среднепермскую эпоху (по данным PetroChina)

Условные обозначения: 1 — границы Джунгарского НГБ, 2 — современные обнажения пород, 3 — фрагменты палеосуши, 4 — озера прибрежные/ береговые, 5 — дельтовые фронты, 6 — мелководье, 7 — средние морские глубины, 8 — глубоководье, 9 — турбидиты, 10 — направление подводных течений

В среднепермскую эпоху на южной окраине бассейна — современная территория впадины Фукан — находилось соленое прибрежное озеро, где накопилось около 1000 м среднепермских отложений (Wang et al., 2018). Климат был умеренным, минеральных питательных веществ в водах было достаточно для водорослей, бактерий и других водных

организмов, отмечалась высокая биопродуктивность фито- и зоопланктона. В спокойных благоприятных условиях в глинистых осадках осаждалось и сохранялось большое количество органического вещества (ОВ) преимущественно фитогенного сапропелевого состава. Во время орогенеза со среднекаменноугольной по среднепермскую эпоху происходил подъем астеносферы, в глубинах бассейна формировался «горячий» тепловой поток с плотностью 75–85 мВт/м² (Rao et al., 2018), который способствовал преобразованию пород и созреванию ОВ в них.

В конце среднепермской эпохи во время герцинского орогенеза восточная часть впадины Фукан поднялась, на месте трога началось горообразование (ныне горы Богэда). Бассейн вступил в стадию внутриконтинентальной эволюции. Кровля среднепермских отложений подвергалась денудации и эрозии, о чем свидетельствует несогласие между свитами Пиндицюань (P_{2p}) и Вутунгоу (P_{3wt}).

В позднепермскую эпоху внутриконтинентальный Джурганский бассейн опускался, площадь седиментации расширялась (He et al., 2018), во впадинах среднепермские потенциально нефтегазоматеринские породы (НГМП) были перекрыты верхнепермскими терригенными отложениями (рис. 11). Верхняя часть свиты Вутунгоу (P_{3wt}) сложена в основном глинистыми аргиллитами с выдержанной мощностью и представляет собой региональную глинистую покрывку для нижнего комплекса пород. В процессе седиментогенеза, диагенеза и катагенеза в пермских отложениях формировались конседиментационные структурные и стратиграфические ловушки.

В начале триасового периода произошла индокитайская тектоническая активизация, в условиях сжатия территория бассейна поднималась, что привело к образованию разломов и зон трещиноватости (Chen et al., 2002), это, вероятно, повторялось неоднократно, поскольку на выступе Бейсаньтай и в зоне Разломов дизъюнктивные нарушения отмечаются и в пермской, и во всех отделах триасовой системы. Верхняя часть пермских отложений была размывта — о чем свидетельствует несогласное залегание чансинского и индского ярусов. Многие озера на территории бассейна сохранялись. Впоследствии впадина испытывала относительно кратковременные трансгрессии и регрессии, в озерах накапливались толщи переслаивания разнозернистых песков, алевроитов и глин. Песчаные разности обладали сообщающимся пустотным пространством, из которых впоследствии сформировались коллекторы, а из глин — флюидоупоры. В среднетриасовую эпоху бассейн начал медленно опускаться, находящиеся на его территории мелкие и средние озера объединялись, сформировалось крупное пресноводное или слабосоленоватоводное озеро (Wu et al., 2004). При углублении и расширении этого озера во впадине Фукан накапливались мощные темно-серые глины (до 230 м), обогащенные органическим

веществом (He et al., 2008; Shang et al., 2011). В конце триаса произошла регрессия, бассейн в целом поднялся, о чем свидетельствует региональное несогласие между триасовой и юрской системами.

В конце рэтского века среднепермские НГМП в погруженной части впадины Фукан находились в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), где происходила генерация углеводородных флюидов, которые мигрировали на юг в зону Разломов, на восток в сводовые части выступа Бейсаньтай и другие положительные структуры в уже существовавшие структурные, тектонические и стратиграфические ловушки в верхнепермских и триасовых отложениях восточной части впадины.

В раннюю и среднеюрскую эпохи на территории бассейна были широко распространены неглубокие пресноводные озера и болота. Под влиянием первой фазы Яньшаньского орогенеза (I) обрамляющие горы Северного Тянь-Шаня в условиях общего сжатия перемещались к предгорным впадинам (Wu, 1986), где формировались более глубокие водоемы и накапливались пласты глин разной мощности, обогащенные ОВ, разнозернистые пески, алевролиты, а в болотах — торф. В позднеюрскую эпоху под влиянием второй фазы Яньшаньского орогенеза (II) произошло воздымание территории бассейна. Породы выступа Бейсаньтай претерпели значительную денудацию и эрозию, юрские и частично триасовые отложения были размывы, за исключением относительно погруженных участков. В это же время происходили подвижки (сбросы, взбросы) по более ранним системам дизъюнктивных нарушений, что способствовало формированию во впадине и на ее склонах тектонически экранированных ловушек. Нефтяные залежи, образовавшиеся в позднетриасовую эпоху в пермских ловушках, вероятнее всего, в процессе тектонической активизации были частично или полностью разрушены.

В раннемеловую эпоху во время очередной трансгрессии бассейн погружался, площадь осадконакопления расширялась, при этом в бассейне накапливались мощные озерные глинистые, алевролитистые и песчаные терригенные отложения (мощность до 2000 м), перекрывающие более древние пласты. Это способствовало юрским НГМП, находящимся в центральной части впадины, войти в «нефтяное окно». В позднемеловую эпоху под влиянием третьей фазы Яньшаньского орогенеза (III) выступ Бейсаньтай и зона Разломов снова поднялись, мощность меловых отложений на них сократилась (Wu et al., 2004). При этом разломы нарушили консервацию залежей, углеводородные флюиды, находившиеся в доюрских залежах, могли мигрировать по разломам к юрским и меловым литологическим, стратиграфическим и тектоническим ловушкам.

В палеогеновый период произошло новое погружение и площадь осадконакопления в бассейне расширилась (He et al., 2018). В южной части впадины Фукан было накоплено

около 1250 м отложений, что способствовало формированию в данном регионе условий для преобразования и созревания ОВ юрских НГМП. Можно предположить, что юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефти, мигрировавшие по разломам в уже существовавшие ловушки в пределах выступов, ограничивающих её южную часть.

В начале неогенового периода в условиях сжатия под влиянием гималайского (альпийского) орогенеза горы Северного Тянь-Шаня быстро воздымались и перемещались на север к впадине Фукан, южная окраина которой опустилась (Zhao, 1992).

Таким образом, неоднократные процессы тектонической активизации в пределах Джунгарского бассейна и его обрамления, с одной стороны, способствовали преобразованию ОВ в НГМП, вторичной миграции УВ-флюидов и формированию ловушек, а с другой — разрушали первичные скопления и/или перераспределяли нефть и газ в более поздние ловушки.

Глава 2. Нефтегазоносность

Согласно «четвертой оценке ресурсов нефти и газа КНР, 2015 г.», в Джунгарском нефтегазоносном бассейне (НГБ) ресурсы углеводородных флюидов составляют 11,8 млрд тонн нефтяного эквивалента, а доказанные запасы нефти и газа от них всего 26,6% (по данным PetroChina, к концу 2021 г.). Впадина Фукан находится в центральной части Джунгарского НГБ, и в ее пределах в разновозрастных нефтегазоматеринских породах происходила и происходит генерация углеводородных флюидов (Zheng et al., 2015). В разрезе впадины выделяется три нефтегазоносных комплекса с самостоятельными нефтегазоматеринскими толщами.

2.1 История открытия и освоения месторождений углеводородных флюидов во впадине Фукан

Степень изученности и прогнозирования скоплений нефти и газа как в самой впадине, так и в НГБ в целом относительно невелика. Исследование геологического строения восточной части впадины Фукан было начато в начале 1960-х гг: проведена региональная геологическая съёмка всего осадочно-породного бассейна, более детальная съёмка впадин и сводов и геофизические работы — гравиметрическая и магнитная съёмки, при этом были пробурены неглубокие поисковые скважины и обнаружены антиклинальные структуры, отмечены поверхностные нефтепроявления, в некоторых скважинах были получены незначительные притоки нефти и газа.

В 1980 г. В Китае начала работать французская сейсмологическая экспедиция компании CGG для проведения цифровой сейсмической разведки в пределах положительных структур восточной части впадины Фукан с целью обнаружения структурных ловушек и в них залежей нефти и газа. В результате работ в центральной части выступа Бейсаньтай был обнаружен структурный нос. В мае 1985 г. Для подтверждения нефтеносности этой структуры была пробурена скважина В-12, в сентябре были выявлены нефтенасыщенные пласты свиты Вутунгоу (P_{3wt}), из которых на 5-мм штуцере получили промышленные притоки нефти дебитом 4,1 т/сут и газа — 4489 м³/сут, что знаменует открытие нефтяного месторождения Бейсаньтай.

В 1986–1988 гг. были достигнуты успехи в поисках и разведке залежей нефти и газа в юрских природных резервуарах южного борта впадины — в пределах зоны Разломов были открыты месторождения Саньтай и Ганьхэ. Юрские продуктивные пласты испытывали в скважинах Т-13 и Т-22: в скв. Т-13 при испытании верхнеюрских отложений (J_{3q}) был получен на 6,35-мм штуцере приток нефти дебитом 37,7 т/сут; в скв. Т-22 при опробовании интервала 2655,2–2699 м (J_{1s}) был получен приток нефти дебитом 22,1 т/сут. и газа — 4987

м³/сут.

Начиная с 1980 г. В течение 15 лет, по мере увеличения масштабов геологоразведочных работ в северной части выступа Бейсаньтай, постепенно были изучены особенности геологического строения этого региона. Рядом с месторождением Бейсаньтай через седловину была выявлена антиклиналь «Шанань», поэтому в октябре 1996 года Синьцзянское нефтяное управление решило пробурить на ее южном крыле поисковую скважину SQ-3. Поскольку в сводовой части антиклинали пермские и триасовые отложения были эродированы, работы ориентировались на поиски стратиграфических и/или литологических ловушек на крыле структуры. 19 апреля 1997 г. При испытании в скв. SQ-3 в интервале 1761–1781 м (T_{1j}) был получен на 6-мм штуцере приток нефти дебитом 78,2 т/сут. и газа — 6048 м³/сут. Это было открытие месторождения Шанань.

В 2000 г. Была проведена в пределах выступа Шацзи 3D-сейсморазведка площадью 301,89 км². По результатам интерпретации 3D-сейсморазведки в 2002 г. Были пробурены поисковые скважины S-17, S-18, S-19 и S-20, среди них в скв. S-19 и скв. S-20, из сишаньяоских отложений (J_{2x}) был получен промышленный приток нефти дебитом 17,95 т/сут и 2,88 т/сут соответственно. Нефтяное месторождение получило название Шабей. В течение этого периода компания «Sinopet Corp» начала поиски и разведку нефти и газа в Блоке Z-4 в центральной части впадины, в 2004 году была пробурена первая поисковая скважина D-1, при опробовании интервала 4870–4974,5 м (J_{2t}) был получен приток нефти с газом дебитом 66,26 т/сут и 47261 м³/сут. соответственно, что позволило предположить, что данный район должен иметь хороший поисково-разведочный потенциал.

Хотя в 2000–2014 гг. в пределах вышеупомянутых месторождений были отмечены многочисленные нефтегазопроявления, в разведочных скважинах обнаружены нефтегазовые залежи, темпы роста доказанных запасов нефти в восточной части впадины Фукан замедлились. С 2015 г. Во впадине Фукан начали проводить новые комплексные геологические исследования с целью переоценки перспектив нефтегазоносности региона и определения дальнейших направлений поиска и разведки залежей углеводородных флюидов.

Согласно «четвертой оценке ресурсов нефти и газа КНР, 2015 г.», ресурсы нефти в восточной части впадины Фукан оцениваются в $11,147 \times 10^8$ т., а доказанные запасы нефти в пределах выступов, ограничивающих ее восточную часть, составляют только $1,613 \times 10^8$ т (по данным PetroChina, к концу 2021 г.). Это означает, что в залежах во впадине и на ее склонах находится еще много неразведанных ресурсов углеводородных флюидов. При этом, новыми объектами исследований стали более глубоко залегающие нетрадиционные коллекторы и литологически и стратиграфически экранированные ловушки.

В 2019 г., благодаря результатам комплексных геологических исследований, на восточном склоне впадины была пробурена поисковая скважина КТ-1, в сентябре 2020 г. В ней при испытании вутунгоуских отложений (P_3wt) был получен приток нефти дебитом 290,6 м³/сут. и газа — 11190 м³/сут., что подтвердило нефтегазоносность верхнепермских природных резервуаров восточного склона впадины Фукан.

2.2 Нефтегазоносные комплексы в разрезе впадины Фукан

Территория исследования приурочена к Восточно-Фуканской зоне нефтегазонакопления Восточно-Джунгарской нефтегазоносной области Джунгарского НГБ, где нефтегазоносность связана с пермским, триасовым и юрским нефтегазоносными комплексами (НГК). В них находятся основные запасы нефти и газа на территории восточной части впадины Фукан.

Одни исследователи включают в состав НГК только коллекторы и флюидоупоры, другие — коллекторы, покрышки и нефтегазоматеринские породы. В некоторых нефтегазоносных бассейнах НГМП питают только скопления данного НГК, в других являются НГМП нескольких комплексов. Далее будет рассмотрена обобщенная информация по характеристике скоплений нефти и/или газа, фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) коллекторов, дебитам нефти и газа, типам залежей в отложениях выделяемых НГК. Имеющиеся опубликованные материалы и новые, полученные автором при интерпретации геолого-геохимических данных, представлены в главе 6.

Залежи в пермском НГК приурочены к нижней и средней частям свиты Вутунгоу и открыты в основном на месторождениях Шанань и Бейсаньтай и на восточном склоне впадины (рис. 15). Коллекторы представлены песчаниками с емкостным пространством порового и трещинного типа. Покрышкой служат глинистые отложения верхневутунгоуской подсвиты (P_3wt_3). Поскольку коллекторы в районах склона впадины залегают глубже (> 4500 м), чем в районах обрамляющих ее выступов, они в целом характеризуются плохими ФЕС вследствие уменьшения емкостного пространства за счет уплотнения пород и действия вторичных катагенетических факторов. В скв. КТ-1 коллекторы нижней (P_3wt_1) и средней (P_3wt_2) подсвит свиты Вутунгоу (глубина 5000–5100 м) характеризуются низкой открытой пористостью — 2,8–7 % (в среднем 5,1 %), что существенно отличается от коллекторских свойств на выступах, где средняя пористость составляет 17,2 % (Lin, 2018). Типы залежей нефти различаются в разных регионах: на выступах — пластовые структурные и литологически экранированные; на склоне — тектонически и литологически экранированные.

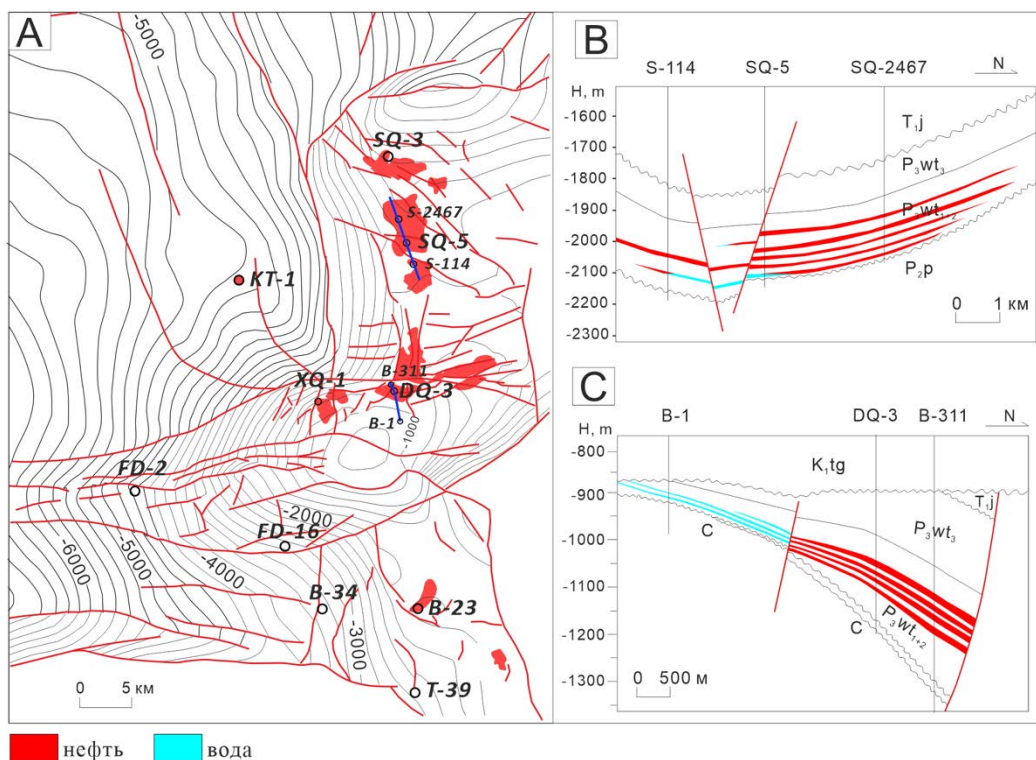


Рисунок 15. Разрезы залежей месторождений Шанань (B) и Бейсаньтай (C) в выступе Бейсаньтай (A) (по данным PetroChina)

Большая часть залежей триасового НГК сконцентрирована в песчаных пластах свит Цзюцайюаньцзы (T_{1j}), Шаофангоу (T_{1s}) и Карамай (T_{2k}) и контролируются тектонически и литологически экранированными ловушками и региональным глинистым флюидоупором поздне триасового возраста. Коллекторы порового типа по материалам скважин в пределах выступа Бейсаньтай для свиты *Цзюцайюаньцзы* характеризуются следующими ФЕС — пористость от 10 до 20% (в среднем, 18,85%), проницаемость от 0,10 до 1000 мД (в среднем, 118,17 мД) (Xie, 2019); для свиты *Шаофангоу* пористость варьирует от 9,7 до 25,7% (в среднем, 19,29%), проницаемость от 0,06 до 388 мД (в среднем, 16,09 мД), для свиты *Карамай* пористость составляет 10–15%, проницаемость — 10–50 мД, иногда до 200 мД. Залежи нефти обнаружены как в пределах месторождений Шанань (в скважинах SQ-3, SQ-13 и SQ-14) и Сицюань (в скважинах B-81, B-96), так и в южной части выступа Бейсаньтай (скв. B-46, B-23), на восточном склоне впадины (скв. F-5) и в восточной части зоны Разломов (на месторождении Сантай) — например, в скв. T-27 из карамайских коллекторов (глубина 2887–2901 м) получены промышленные притоки нефти дебитами до 23,4 т/сут.

Юрский НГК по особенностям строения делится на два подкомплекса: нижний и верхний. Нижний подкомплекс включает свиты Саньгунхэ (J_{1s}) и Сишаньяо (J_{2x}). В нижнесангоухэской и среднесангоухэской подсвитях развиты песчаные коллекторы порового типа. Лучшие коллекторы отмечаются в пределах выступов, где пористость

достигает 27%, а проницаемость — 911,68 мД (Li, 2019). На склоне и в центральной части впадины по мере увеличения глубины залегания коллекторы уплотняются (пористость от 4 до 12 %, а проницаемость от 0,08 до 6 мД). Саньгоухэские залежи вскрыты скважинами F-4, F-5, B-34, BJ-1 (рис. 10) и на месторождении Ганхэ, большинство из которых являются фонтанирующими. Сишаньяоские залежи нефти приурочены к выступу Шацзи и контролируются тектоническими нарушениями и литологическими экранами. Как уже упоминалось, в подошве свиты Сишаньяо выделяются песчаные пласты, которые имеют высокую пористость (20,3–24,2%) и низкую проницаемость (1,15–10,69 мД). Площадь распространения Сишаньяоских залежей на месторождении Шабей составляет 5,05 км², начальные геологические запасы нефти — $426,47 \times 10^4$ т, извлекаемые запасы нефти — $111,79 \times 10^4$ т. Этаж нефтеносности в районе скв. S-19 составляет 75,6 м, в районе скв. S-20 — от 14 до 60 м. Покрышками нижнего подкомплекса служат аргиллиты свиты Сишаньяо.

Верхний подкомплекс включает песчаники свит Тоутунхэ (J₂t) и Цигу (J₃q). С 2009 года Синьцзянский филиал нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна» провел поисково-разведочные работы в пределах этого подкомплекса в восточной части впадины Фукан. Крупные залежи нефти свиты Тоутунхэ открыты в районе скважин FD-2, FD-5 и FD-9, где доказанные запасы нефти составляют 5,09 млн тонн, предполагаемые запасы — 59,56 млн тонн, возможные запасы — 40,71 млн тонн. Дебиты нефти в отдельных скважинах составляют 101,4 т/сут. В свите Цигу наиболее крупными по геологическим запасам нефти (более 9 млн т) является залежи в районе скв. FD-16. Кроме этого, промышленные притоки нефти отмечены в скважинах FD-022, FD-18, F-32, D-701 (рис. 10) и в некоторых скважинах месторождения Саньтай. Залежи структурно-стратиграфические, тектонически и литологически экранированные. Региональной крышкой служат глинистые отложения мелового возраста.

Глава 3. Методика исследования органического вещества пород, нефтей, и геолого-геохимической интерпретации данных

Выделение нефтегазоматеринских пород (НГМП) и оценка их генерационного потенциала являются первоочередной задачей для определения перспектив нефтегазоносности и направления поисково-разведочных работах. При этом в основном оценивается объем НГМП (пространственное распространение), количество, качество (тип) ОВ и его зрелость (Tissot, Welte, 1978; Peters, 1986; Peters, Gassa, 1994, Баженова и др., 2012).

Генерационный потенциал — это количество микроневфти (нефти), которое может генерировать в процессе литогенеза (главным образом мезокатагенеза) данная порода в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), т.е. под генерационным потенциалом понимается способность органического вещества (ОВ) пород генерировать углеводородные флюиды в термобарических условиях главной фазы нефтеобразования (ГФН). Потенциал пород обуславливается количеством и качеством, содержащегося в породе ОВ, и его зрелостью.

Пространственное распространение и качество НГМП (количество и тип ОВ) обуславливается строением нефтегазоносного бассейна (НГБ), его тектонической эволюцией, палеогеографическим расположением морского или озерного осадочно-породного бассейна, условиями метаболизма биопродуцентов (климат, температура воды, толщина эуфотического слоя водной толщи, наличие подводных течений), накоплением и сохранностью их некромы (органическое вещество осадков) в пелитовых литофациях разного генезиса.

В частности, распространение и качество террагенной НГМП контролируется наличием крупных озер, мощностью глинистых осадков и количеством биопродуцентов (фитопланктона) в водном бассейне. В течение одного и того же периода седиментации высококачественные НГМП могут формироваться в условиях глубоких и/или относительно глубоких озер, особенно соленых прибрежных озер или спокойных морских лагун, где накапливается большое количество смешанного гумусово-сапропелевого ОВ в глинистых илах.

Степень зрелости ОВ контролируется строением и эволюцией формирования осадочно-породного бассейна. На континенте в условиях опускания формируются крупные озера, имеющие на разных этапах развития связь с морским бассейном, что определяет соленость озерных вод, где накапливается большая мощность глинистых осадков. Длительность прогибания территории впадины способствует накоплению в озерах, находящихся в ее пределах, мощной толщи отложений, обогащенных ОВ, что вместе с прогибанием территории обеспечивает их погружение в термобарические условия главной

зоны нефтеобразования (ГЗН), где идут процессы генерации из ОВ углеводородных флюидов. Напротив, в периферийных частях бассейна, где мощность отложений меньше, одновозрастные породы залегают неглубоко, зрелость находящегося в них ОВ ниже, генерация нефти не происходит.

3.1 Исследование органического вещества пород и интерпретация полученных и рассчитанных геохимических параметров

Содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$, wt%) пород измерялось на элементном анализаторе серы и углерода (Leco CS-230), в который помещались образцы пород, подготовленные по стандартной методике GB/T 18602-2012 (Gao et al., 2017).

Массовые доли органического углерода определялись по образующемуся газообразному диоксиду углерода (CO_2), полученному при сжигании подготовленного образца, методом инфракрасной абсорбционной спектрофотометрии.

Параллельно определялся общий органический углерод (ТОС) методом пиролиза Rock-Eval. Пиролиз образцов пород проведен на пиролизаторе OGE-II в Научно-исследовательском институте разведки и разработки нефти АКОО «Петрочайна». Образцы пород измельчались и 100 мг закладывались в тигель для анализа. Весь процесс пиролиза образца на пиролизаторе делится на два этапа — пиролиз и окисление. На первом этапе нагрева в потоке гелия до 650 °С (температуру устанавливали на уровне 300 °С в течение 3 мин, а затем доводили до 650 °С со скоростью 25 °С/мин) происходит образование из органического вещества (ОВ) углеводородных флюидов и затем с помощью пламенно-ионизационного детектора регистрируются пики S_1 и S_2 . Остаточный кокс, образованный при пиролизе ОВ, сжигается в последующей фазе окисления. В фазе окисления, с применением инфракрасного детектора регистрируется пик S_4 . На рис. 16 представлены выходные параметры полученные на пиролизаторе OGE-II:

Пик S_1 (УВ мг/г породы) — масса свободных и сорбированных углеводородов (УВ) (жидкие и газообразные), которые уже были сгенерированы в природных условиях НГМП из ОВ и находятся в ее поровом пространстве. Они выделяются при термическом нагревании до 300 °С.

Пик S_2 (УВ мг/г породы) — масса УВ, которые могут быть сгенерированы в будущем в ходе дальнейшей природной термической эволюции при полной реализации потенциала ОВ НГМП. Они выделяются при термическом «крекинге» керогена при нагревании от 300 до 600 °С.

Пик S_4 ($C_{\text{орг}}$ мг/г породы) — масса органического вещества выделившегося в процессе сжигания в фазе окисления.

ТОС (% от массы породы) — общая массовая концентрация органического углерода (Сорг) в породе. $ТОС = [(S_1+S_2) \times 0,83 + S_4] \times 0,1$, ее значение автоматически рассчитываются программой пиролизатора.

T_{max} (°C) — температура максимального выхода УВ на пике S_2 .

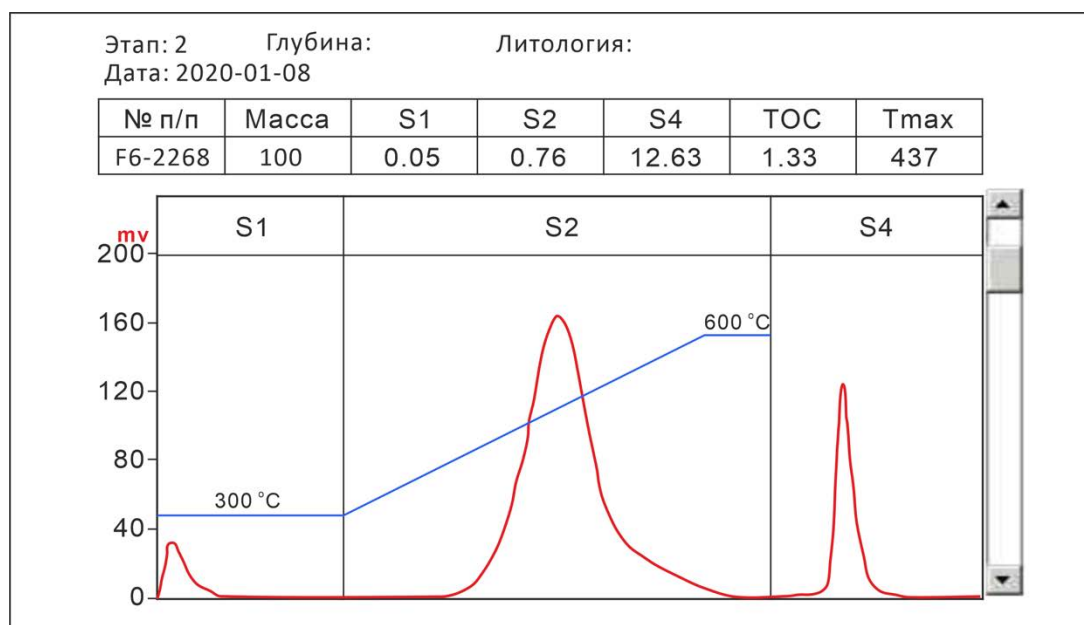


Рисунок 16. Пример полученных результатов пиролиза на пиролизаторе OGE-II

Поскольку пиролизатор OGE-II нестабилен на этапе окисления, следует отметить, что иногда пик S_4 может отсутствовать. Это будет искажать значение ТОС, поэтому часто проводят только первый этап пиролиза для получения параметров S_1 , S_2 и T_{max} .

Кроме выходных параметров, рассчитывают серию геолого-геохимических коэффициентов, используемых в геолого-геохимической интерпретации данных пиролиза (табл. 1).

При выделении НГМП следует учитывать, что они должны обладать неотъемлемыми свойствами — способность рождать и отдавать газообразные и жидкие (микронефть) углеводородные флюиды. Это будет происходить при достаточном количестве, преимущественно сапропелевом составе ОВ (Сорг) и его достаточной зрелости (градации МК₁–МК₃). Нижний предел концентрации Сорг в породе, с которого начинается отдача микронефти и газа (в случае сапропелевого и/или существенно сапропелевого ОВ), — значение 0,2% на породу при средних градациях мезокатагенеза (МК₁–МК₃). Согласно критериям оценки генерационного потенциала НГМП континентального генезиса, предложенных исследователями Хуан (Hu, Huang, 1991), Чжай (Zhai et al., 1996) на основе опыта геолого-разведочных работ на нефть и газ в континентальных НГБ Китая, НГМП

обычно характеризуются высоким содержанием ОВ — для НГМП, накопившихся в пресноводном или слабо солоноватоводном озере, $C_{орг} > 1\%$, а для НГМП, отлагавшихся в соленом озере, $C_{орг} > 0,6\%$ (табл. 2).

Таблица 1

Геохимические параметры, рассчитанные по данным пиролиза Rock-Eval

Параметр	Наименование, формула расчета
PG	Генерационный потенциал породы — $PG = S_1 + S_2$ (мг УВ/г породы)
HI	Водородный индекс — $[(S_2 \times 100) \text{ мг/г}] / (\% C_{орг})$ (мг УВ/г $C_{орг}$)
PI	Индекс продуктивности — $S_1 / (S_1 + S_2)$ — отношение уже образовавшейся массы УВ в породе к общей массе УВ, выделяющихся при пиролизе. Параметр изменяется в зависимости от степени преобразования ОВ в породе, чем выше этот показатель, тем выше зрелость ОВ и больше концентрация уже сгенерированных УВ присутствующих в породах.

Таблица 2

Классификация генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород

(Hu, Huang, 1991; Zhai et al., 1996)

Показатель	Тип озера	Генерационный потенциал НГМП			
		Удовлетворительный	хороший	очень хороший	превосходный
$C_{орг}, \%$	пресноводное/ солоноватоводное	0,4 – 0,6	0,6 – 1,0	1,0 – 2,0	>2,0
	соленое	0,2 – 0,4	0,4 – 0,6	0,6 – 0,8	>0,8
$S_1 + S_2$, мг УВ/г породы	–	0,5 – 2,0	2 – 6	6 – 10	>10

Разные типы органического вещества (керогена) характеризуются разными водородными индексами (HI) из-за различий в их элементном составе. Кероген сапропелевого ОВ при пиролизе имеет повышенные значения водородного индекса (HI) >300 мг УВ/г $C_{орг}$, в то время как для керогена смешанного и террагенного ОВ HI <300 мг УВ/г $C_{орг}$ (Tissot, Welte, 1984; Huang et al., 1984). Типы ОВ континентальных НГМП можно разделить, в соответствии с водородным индексом, на сапропелевый (кероген I типа, HI >600), гумусово-сапропелевый (кероген II₁ типа, HI >300), сапропелево-гумусовый (кероген II₂ типа, HI >130 не более 300) и гумусовый (кероген III типа, HI <130) (рис. 17).

Следует отметить, что указанные выше критерии применимы только для незрелого ОВ. По мере увеличения степени термической эволюции ОВ атомы водорода будут мигрировать, вследствие чего водородный индекс уменьшается (Peters, 1986; Xu, 2001).

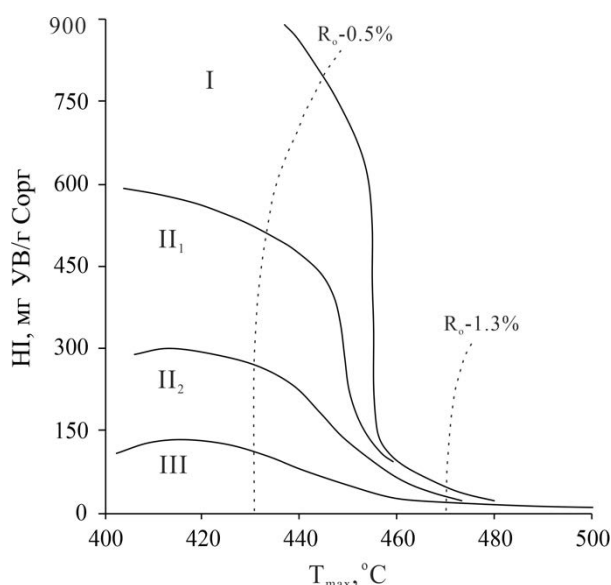


Рисунок 17. Типы керогена по данным пиролиза Rock-Eval – T_{max} и HI (модифицированная диаграмма Ван Кревелена, по Bordenave et al., 1993)

Таблица 3

Геохимические параметры, характеризующие термическую зрелость органического вещества для озерных отложений в Китае (Wu, Gu, 1986)

Степень зрелости	$T_{max}, ^\circ C$			$R_o, \%$
	Тип керогена			
	I	II	III	
Незрелая	<437	<435	432	<0,5
Зрелое ОВ	437–460	435–455	432–460	0,5–1,3
Постзрелая	>460	>455	>460	>1,3

T_{max} пиролиза отложений разного генезиса является одним из важнейших параметров для оценки зрелости ОВ НГМП. Механизм оценки заключается в том, что в процессе термического «крекинга» керогена в НГМП совместно с генерацией углеводородных флюидов в первую очередь преобразуется часть ОВ с наихудшей термической стабильностью (наименьшая необходимая энергия активации), а оставшаяся часть требует более высокой температуры для термического преобразования, что приводит к увеличению T_{max} , т. е. значение T_{max} увеличивается с увеличением зрелости ОВ в НГМП, поэтому T_{max}

можно использовать в качестве параметра для определения зрелости ОБ НГМП. Кроме того, T_{\max} также зависит от типа ОБ. Критерии определения степени термической зрелости ОБ по параметрам пиролиза Rock-Eval приведены в таблице 3.

Кроме параметров пиролиза, для оценки типа органического вещества НГМП и его зрелости также часто используют изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) и показатель отражения витринита в масле (R^o , ‰). Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) керогена, битумоидов и нефтей определялся на масс-спектрометре FLASH HT EA-MAT-253 IRMS (Thermo Scientific, США). Результаты измерений $\delta^{13}\text{C}$ рассчитаны относительно международного стандарта VPDB. Показатель отражения витринита измерялся на тестере DM LPWITH MSP200.

Углерод керогена сапропелевого ОБ обогащен легким изотопом ^{12}C по сравнению с керогеном гумусового (Wolfgang J.Stahl, 1977; Конторович и др., 1986). В морских и озерных осадках, где еще низкая степень fossilization ОБ, большая часть белков и углеводов живого вещества (ЖВ) биопродуцентов, главным образом фитопланктона и бактерий, осуществляющих его биохимическую переработку в седименто- и диагенезе, разрушается, а из липидов и липоидов в диагенезе формируется новое полимерлипоидное вещество — геосополимер (будущий кероген). Углерод липидо-липоидной части ЖВ изотопически наиболее легкий, поэтому углерод геосополимера и битумоида обогащен изотопом ^{12}C . В катагенезе значения $\delta^{13}\text{C}$ керогена мало меняются (2–3 ‰) (Peters et al., 2005), поэтому правильнее судить о его генетическом типе по $\delta^{13}\text{C}$ керогена, чем по водородному индексу (HI), особенно при высокой зрелости органического вещества. Согласно исследованиям Хуан (Huang, 1984) и др., сапропелевое ОБ (кероген I типа) характеризуется более легким изотопным составом ($\delta^{13}\text{C} < -28,00$ ‰), а гумусовое ОБ (кероген III типа) более тяжелым ($-24,5$ ‰) (рис. 18).

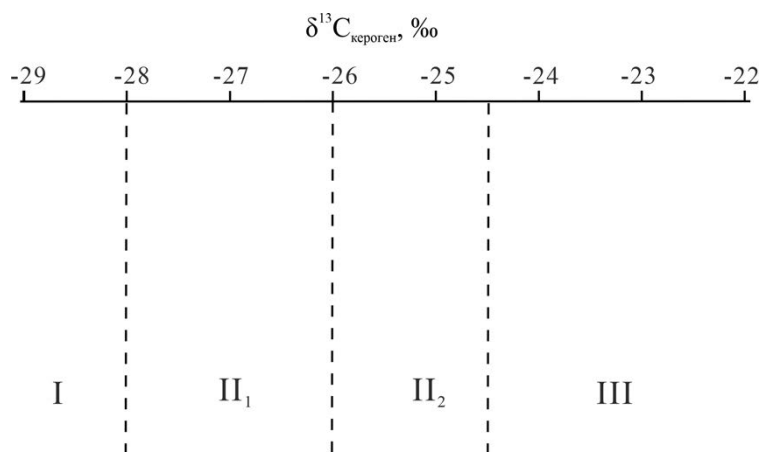


Рисунок 18. Классификация типов керогена НГМП по изотопному составу углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) (Huang, 1984)

Показатель отражения витринита (R^o) является наиболее точным показателем, используемым для определения зрелости ОВ НГМП. Чем выше термическое преобразование ОВ, тем больше значение R^o . Принято считать, что при значениях R^o от 0,5 до 1,3 (1,15) % НГМП находится в главной зоне нефтеобразования (табл. 3).

3.2 Биомаркеры и их использование для геолого-геохимических интерпретаций

При погружении территории и увеличении при этом пластовых температур и давления свойства и состав ОВ осадочных пород изменяются, то есть ОВ в НГМП начинает генерировать углеводородные флюиды (газ и микронепть). Это позволяет получать дополнительную информацию о составе исходного для нефти органического вещества, условий его накопления и оценке зрелости материнских пород методом анализа распределения УВ-биомаркеров на молекулярном уровне как в битумоидах НГМП, так и в нефтях.

Битумоиды НГМП, которые извлекали из породы путем экстракции хлороформом без предварительной обработки породы соляной кислотой с использованием автоматического экстрактора (ASE-350, Dionex, США), относятся к хлороформенному битумоиду «А».

Для геолого-геохимической интерпретации данных аналитических исследований ОВ и нефтей используются различные геохимические показатели — физические свойства, элементный, групповой, групповой углеводородный и молекулярный состав.

Биомаркеры или хемофоссилии — это органические молекулы, образовавшиеся из некромы живого вещества (ЖВ) биопродуцентов, находящиеся в ОВ осадочных пород и горючих ископаемых, углеродный скелет которых сохраняет характерные черты строения исходных биомолекул. В настоящее время исследование биомаркеров в горючих ископаемых и ОВ осадочных пород является одной из наиболее используемых передовых направлений научных исследований в органической геохимии. Геологи на поисково-разведочном этапе обоснования нефтегазоносности территорий обязательно используют данные исследований ОВ нефтегазоматеринских пород (НГМП), условий генерации нефти и газа, направлений и путей миграции углеводородных флюидов до ловушки, вторичных изменений нефти в залежи и другие, которые влияют на молекулярный состав и изотопный состав углерода флюидов. В первую очередь корреляцию состава нефть — ОВ НГМП на молекулярном уровне.

Трейбс А.Е. (Treibs, 1936) первым установил связь между составом хлорофилла растений и металлоорганических соединений — порфиринов нефти, ОВ горючих сланцев

и угля. Это положило начало исследованиям и использованию биомаркеров в органической геохимии. Эглинтон и Кальвин (Eglinton, Calvin, 1967) показали, что нефть содержит и другие биомаркеры, помимо порфиринов, которые можно проследить до биологических предшественников. Б. Тиссо и Д. Вельте (1978) расширили анализ биомаркеров, что позволило провести дальнейшее сравнение структурно похожих органических соединений в ОБ отложений и нефти с их предшественниками в ЖВ биопродуцентов.

С 1970-х годов XX-го века по настоящее время, с развитием и применением ряда передовых методов физического и химического анализа, особенно газовой хроматографии, масс-спектрометрии, ядерно-магнитного резонанса и инфракрасной спектрометрии, выделение и идентификация молекул биомаркеров и их фрагментов получили большое развитие. Геохимики не только выполнили большую работу по обнаружению новых биомаркеров, интерпретации их молекулярных конфигураций и определению их биологических предшественников, но также систематизировали и обобщили геолого-геохимическое значение биомаркеров для использования их при поисках и разведке месторождений нефти и газа (Гусева, Лейфман, Вассоевич, 1976; Петров, 1984; Петров, Арефьев 1990; Tissot, Welte, 1984; Philp, 1985; Johns, 1986; Конторович и др., 1986; Zeng et al., 1989; Wang, 1990; Moldowan et al., 1989; Perters, Moldowan, 1993; Perters et al., 2005; Wang et al., 1993; Баженова, Арефьев, 1998; Гончаров и др., 2000; Гончаров и др., 2004; Соболева, Гусева, 2010; Гордадзе и др., 2010; Гордадзе, 2015 и многие другие).

Использование состава и распределения биомаркеров получило название **биомаркерный анализ**. Биомаркеры, часто используемые в практике исследований углеводородных флюидов и геолого-геохимической интерпретации геохимических данных, представлены соединениями четырех основных классов: насыщенные алкановые и нафтеновые углеводороды (УВ), ненасыщенные арены и гетероатомные соединения (NSO). Для биомаркерного анализа чаще всего используется состав и распределение насыщенных УВ. Далее рассмотрим основные углеводороды-биомаркеры (н-алканы, изопрены, терпаны, стераны), имеющие биологических предшественников в ЖВ основных биопродуцентов. Углеводороды-биомаркеры в составе нефти и ОБ изучают методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии (Peters et al., 2005; Гончаров и др., 2004; Рябов, 2009; Гордадзе, 2010, 2015 и многие другие).

Анализ нормальных алканов, изопреноидов и β -каротана производился на газовом хроматографе (ГХ) Hewlett-Packard 6890, оснащенным колонкой HP-5 (30 м \times 0,32 мм \times 0,25 мкм). В качестве газа-носителя использовали азот. Температура испарителя ГХ первоначально устанавливалась 80 °С в течение 5 мин, затем программировали до 290 °С увеличивая температуру 4 °С/мин и выдерживали в течение 30 мин. Хромато-масс-

спектрометрический (ГХ-МС) анализ насыщенных углеводородов выполнял в режиме SCAN, производился по программе Thermo-Trace GC Ultra-DSQ II (для некоторых триасовых образцов — Agilent 7890–5975с), на кварцевой колонке HP-5MS (60 м × 0,25 мм × 0,25 мкм). Первоначально температура испарителя ГХ была установлена на 100 °С и выдерживалась в течение 5 минут, а затем повышали до 220 °С (4 °С/мин) и, до конечной температуры 320 °С (2 °С/мин). Температуру поддерживали на уровне 320 °С в течение 20 минут.

Нормальные алканы (н-алканы) — это соединения с линейным расположением атомов углерода. Среди них $\text{CH}_4 - \text{C}_4\text{H}_{10}$ — газы, $\text{C}_5\text{H}_{12} - \text{C}_{15}\text{H}_{32}$ — жидкости, C_{16+} — твердые вещества. В средних фракциях (>200 °С) большинстве нефтей содержится полный ряд н-алканов $n\text{-C}_{12}$ – $n\text{-C}_{35}$, соотношение (распределение) их в нефтях различаются, что зависит от состава исходного ОВ, последующей миграции и геохимической эволюции существования нефти в залежи.

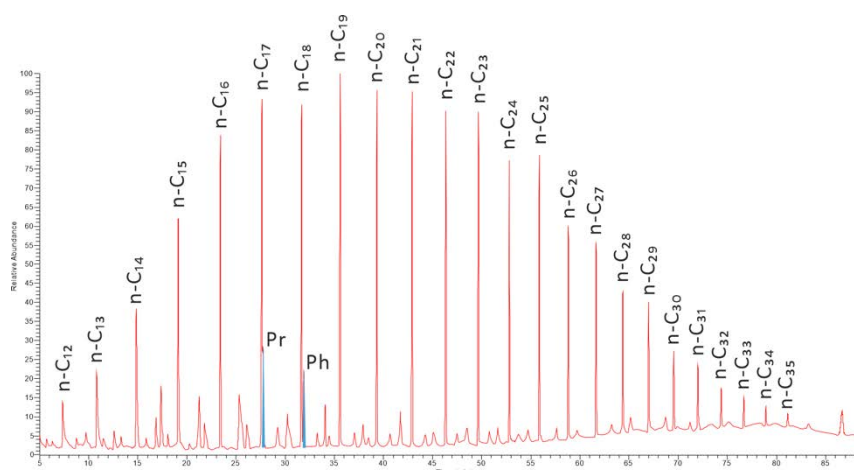


Рисунок 19. Хроматограмма распределения алкановых углеводородов C_{12} – C_{35} нефти из залежи в свите Вутунгоу (P3wt) восточного склона впадины Фукан, (скв. КТ-1, 5297,6 м)

На хроматограмме выделяются две гомологические серии — н-алканы и регулярные изопреноиды (рис. 19).

Высокомолекулярные алканы $n\text{-C}_{25}$ – $n\text{-C}_{33}$ часто преобладают в террагенном гумусовом ОВ и образуемой из него нефти (Cranwell et al., 1987; Meyers, Ishiwatari, 1993). Эти н-алканы связывают с составом восков высшей растительности, где содержатся как сложные эфиры высокомолекулярных спиртов и жирных кислот, так и свободные “нечетные” высокомолекулярные н-алканы (Eglinton, Hamilton, 1967; Соболева, Гусева, 2010). Высокомолекулярные алканы ($n\text{-C}_{25}$ – $n\text{-C}_{33}$) также могут преобладать в ОВ додевонских отложений, они образуются из липидов других микроорганизмов — водорослей и бактерий,

где обнаружены как УВ, так и жирные кислоты с длиной цепи C_{10} – C_{30} . При интерпретации их можно отличить по соотношению нечетных (НЧ) и четных (Ч) гомологов. В первом типе среди n - C_{25} – n - C_{33} доминируют нечетные гомологи n -алканов, а для второго Ч и НЧ n -алканы присутствуют в близких концентрациях.

Соотношения Ч и НЧ гомологов n -алканов может быть связано с начальными условиями их fossilization в диагенезе. При fossilization в *относительно окислительных условиях* жирные кислоты и жирные спирты с четным числом атомов углерода преобразуются при декарбоксилации в нечетные n -алканы. Это объясняет, почему в ОВ современных осадков часто проявляется преобладание нечетных гомологов n -алканов. А если на начальной стадии fossilization существуют *восстановительные условия*, то идет процесс восстановления ОВ без отрыва атомов углерода и преобладают четные гомологи. Подобное распределение n -алканов характерно для ОВ карбонатных пород (Соболева, Гусева, 2010). В зрелом ОВ или нефти, независимо от того, есть ли разница в исходных биопродуктах или начальных условиях fossilization, нечетные и четные гомологи n -алканов будут иметь близкую концентрацию, поскольку ОВ и нефть претерпели достаточный термический «крекинг» (процессы деструкции углеродного скелета), при котором происходит выравнивание концентраций.

Среднемолекулярные n -алканы (n - C_{15} – n - C_{21}) преобладают в морском или озерном осадочном ОВ (Изосимова, Чалая, 1989). Они образуются из жирных кислот (ЖК) липидной фракции планктона, где содержатся предельные и непредельные ЖК с четным числом атомов углерода в молекуле, либо из ацилов ЖК (подобного строения) триглицеридов и других сложных эфиров (Соболева, Гусева, 2010). Для зеленых и сине-зеленых водорослей характерны такие алканы, как n -пентадекан (n - C_{15}) и n -гептадекан (n - C_{17}). Более низкомолекулярные n -алканы ($<n$ - C_{15}) также образуются при деструкции длинноцепочечных n -алканов нефти или керогена.

Обычно распределение n -алканов носит одномодальный характер, а если в распределении отмечается два максимума: одна в среднемолекулярном диапазоне, а другая — в высокомолекулярном, что характерно для смешанного типа исходного ОВ, то есть это показывает вклад в формирование исходное ОВ как наземной растительности, так и фитопланктона.

Для описания взаимосвязи относительного содержания и общих характеристик распределения молекул n -алканов с разной длиной углеродной цепочки, был применен ряд критериев, таких как максимум в распределении n -алканов, индекс CPI (Carbon Preference Index), индекс OEP (odd-to-even predominance) и TAR_{nc} (Terrigenous/Aquatic Ratio).

Степень преобладания молекул с нечётным числом атомов углерода можно оценить

с помощью индекса CPI — весовое отношение нечетных алканов к четным в высокомолекулярной области. Высокое значение CPI указывает на относительно более низкую степень преобразования ОБ и на больший вклад высшей растительности в формирование исходного ОБ (Савиных, Серебренникова, 2011). Индекс CPI близкий к единице свидетельствует о значительной термической преобразованности ОБ.

Значение CPI рассчитывается по формуле (Bray, Evans, 1961):

$$CPI = \frac{1}{2} \times \left[\frac{(C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33})}{(C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})} + \frac{(C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33})}{(C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34})} \right]$$

Отношение нечетных гомологов к ближайшим четным также может выражено индексом OEP, который в основном учитывает отношение пяти последовательных гомологов с центром вокруг максимума n-алканов C_{i+2} . Индексы OEP близкие к единице соответствуют характеристикам ОБ главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Значение OEP рассчитывается по формуле (Scalan, Smith, 1970):

$$OEP = \left[\frac{C_i + 6C_{i+2} + C_{i+4}}{4C_{i+1} + 4C_{i+3}} \right]^{(-1)^{i+1}}$$

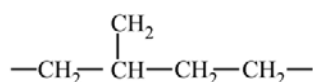
Коэффициент TAR представляет собой отношение характерных «растительных» гомологов n-алканов к «водорослевым» или «бактериальным» и позволяет судить о генезисе ОБ. Повышение значений TAR свидетельствует о большом вкладе в исходное ОБ наземных высших растений. Значение TAR рассчитывается по формуле (Bourbonniere, Meyers, 1996):

$$TAR = \frac{C_{27} + C_{29} + C_{31}}{C_{15} + C_{17} + C_{19}}$$

Изоалканы имеют разветвленную структуру углеродного скелета. Среди них выделяются гомологические серии биомаркеров 1) изо- (2-метилалканы) и антеизоалканы (3-метилалканы); 2) изопренаны или изопреноидные алканы; 3) 12- и 13-метилалканы и другие.

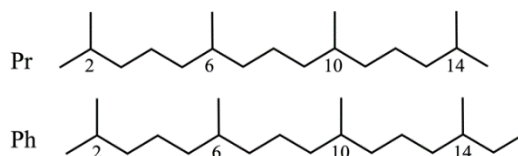
Высшие растения могут синтезировать 2-метилалканы и 3-метилалканы, которые содержатся в восках (Kolattukudy, 1969; Reddy et al., 2000). Кроме того, они могут образоваться из липидов бактерий и в меньшей степени фитопланктона, даже образуются при деструкции алкильных боковых цепей стеролов (Liang, 2009; Соболева, Гусева, 2010).

Изопренаны построены из одинаковых строительных блоков “кирпичиков”, состоящих из пяти атомов углерода (изопреноидные единицы):



Соединения с изопреноидной структурой присутствуют в ЖВ различных организмов и ОБ современных осадков в составе кислот и спиртов. В ОБ осадочных пород, нефти и

угле они присутствуют в виде насыщенных УВ — изопренаны. Изопреноидные УВ в составе нефти и ОВ имеют линейный и циклический углеродный скелет. В молекулах этих УВ изопреноидные единицы могут соединяться либо “голова к хвосту” и формировать регулярные изопреноиды, либо “голова к голове” или “хвост к хвосту” (связь одна в центре молекулы), которые называются нерегулярными. Среди регулярных изопреноидов наиболее распространенными и изученными являются пристан (Pr — C₁₉H₄₀) и фитан (Ph — C₂₀H₄₂).



Фитанильная боковая цепь хлорофилла считается основным биологическим предшественником фитана и пристана (Dean, Whitehead, 1961; Volkman, Maxwell, 1986). Фитол образуется в результате гидролиза боковой цепи хлорофилла (рис. 20), а в дальнейшем из него образуется фитан и пристан. По современным воззрениям, важную роль в преобразовании фитола играет окислительно-восстановительная обстановка, то есть в аэробных условиях образуется пристан (реакция декарбоксилирования), а в бескислородных — фитан (реакция восстановления). Другой возможный источник фитана и пристана и их гомологов — фитаниловые эфиры липоидов архебактерий. Лабораторные исследования показали, что при пиролизе ЖВ метаногенных архей образуются пристан и фитан из дифитанилглицериновых эфиров (Rowland, 1990; Pease et al., 1998).

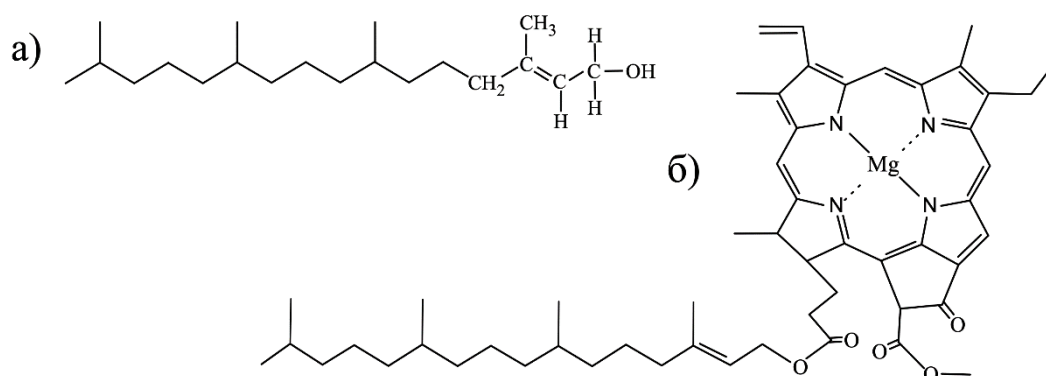


Рисунок 20. Дитерпеноид фитол (а), входящий в состав молекулы хлорофилла (б)

Соотношение Pr/Ph считается надежным индикатором окислительно-восстановительных условий седименто- и диагенеза (Петров, 1984). Для образцов, находящихся в главной зоне нефтегенерации (ГЗН), высокое значение отношения Pr/Ph (>3,0) характерно для ОВ, накопившегося в окислительных условиях, низкое значение (<0,8) указывает на восстановительные условия в седиментации и раннем диагенезе (Peters et al.,

2005). Для ОВ озерной седиментации соотношение $Pr/Ph < 3$ указывает на восстановительную обстановку, тогда как $Pr/Ph > 3$ — на относительно окислительную (Mei, 1980).

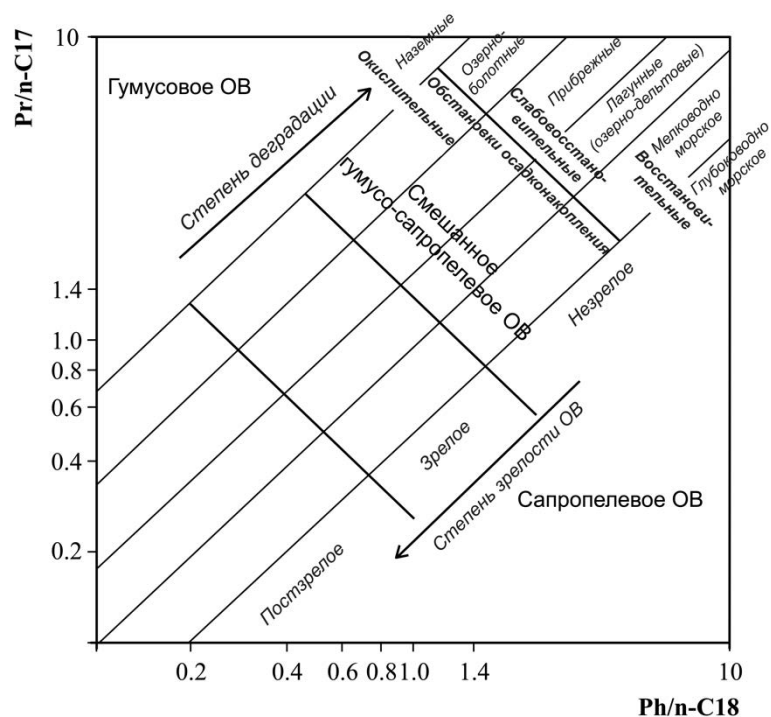


Рисунок 21. Определение типа органического вещества нефтегазоматеринских пород, фациальных условий седиментации и степени его зрелости (диаграмма Connon, Cassou, 1980).

Для определения генетического типа исходного ОВ и обстановок осадконакопления, а также вторичных преобразований (степень зрелости и деградации) Дж. Кеннен и А.М. Кессоу (Connon, Cassou 1980) предложили график, основанный на соотношениях изопреноидов и n-алканов (рис. 21). По оси ординат откладывается отношение пристан/n-C₁₇, по оси абсцисс — фитан/n-C₁₈ в логарифмическом масштабе. Квадрат по диагонали разделен пополам на 2 области: 1) ОВ морского генезиса, где накапливается преимущественно сапропелевое ОВ; 2) континентального, где большая доля гумусового ОВ. Внутри этих областей имеется дробное деление на типы по условиям осадконакопления. Так, морские условия накопления ОВ подразделяются на мелководно морские и глубоководные, а среди континентальных условий выделяются наземные, озерно-болотные, прибрежные и лагунные. ОВ, накопленное в прибрежных и лагунных условиях, смешанного типа. На этом графике учитывается также степень зрелости нефти и/или ОВ,

которая возрастает к началу координат, и биодegradации, которая увеличивается в противоположном направлении (Соболева, Гусева, 2010).

Среди изоалканов в древних нефтях мира иногда присутствуют две гомологические серии: 12-метилалканы (C_{24-30}) и 13-метилалканы (C_{26-30}). Источником этих УВ послужили 12-, и 13-метилентетракозановые кислоты липидов цианобактерий.

Нафтены (насыщенные циклические УВ) являются одними из наиболее интересных биомаркеров в составе ОВ и нефти и часто используемые для геолого-геохимической интерпретации. Среди них наиболее информативными и, соответственно, наиболее важными для интерпретации являются циклические изопреноидные УВ — терпаны и стераны.

Терпаны, это циклические изопреноидные УВ, которые образуются из терпенов и терпеноидов ЖВ, содержащихся в липоидах всех биопродуцентов. Классификация терпеноидов основана на количестве изопреноидных единиц (C_5) в молекуле, за единицу структуры терпенов принята молекула из двух изопреновых звеньев (Rainage, 1993). Терпены, обнаруженные в нефти, обычно представляют собой бициклические сесквитерпаны (C_{15}), дитерпаны (C_{20}), трициклические терпаны (хейлантаны) с длинной цепью ($C_{19}-C_{29}$ до C_{54}), тетрациклические терпаны (стераны $C_{27}-C_{30}$), пентациклические тритерпаны (гопаны, моретаны $C_{27}-C_{35}$) и тетратерпаны (C_{40}) и др. Среди них тетра- и пентациклические тритерпаны являются наиболее распространенными и важными.

Тетратерпаны включают одну единственную структурную группу — каротаны, которые построены из 8 изопреновых звеньев. В составе нефти содержатся β -каротан и γ -каротан. При геохимической интерпретации часто используется β -каротан, который представляет собой полностью насыщенный бициклоалкан $C_{40}H_{78}$ (рис. 22). Цзян и др. (Jiang, Fowler, 1986) первыми обнаружили такие УВ в нефти Карамайского месторождения Джунгарского НГБ. Впоследствии они также были обнаружены в “морской” нефти (Mello, 1988). Согласно исследованиям (Jiang, Fowler, 1986; Peters, Moldowan, 1993; Peters et al., 2005), β -каротан образуется из пигмента (β -каротина) ЖВ водорослей, живущих в условиях соленого озера с дефицитом растворенного кислорода, поэтому этот биомаркер, по всей вероятности, указывает на озерные условия обитания этих водорослей, где их некрома стала частью исходного ОВ осадков. Высокое значение соотношения β -каротан/ $nC_{25}H_{52}$ ($>0,17$) может указывать на то, что накопление будущих НГМП происходило в соленом озере с восстановительными условиями осадконакопления (Yi et al., 2005).

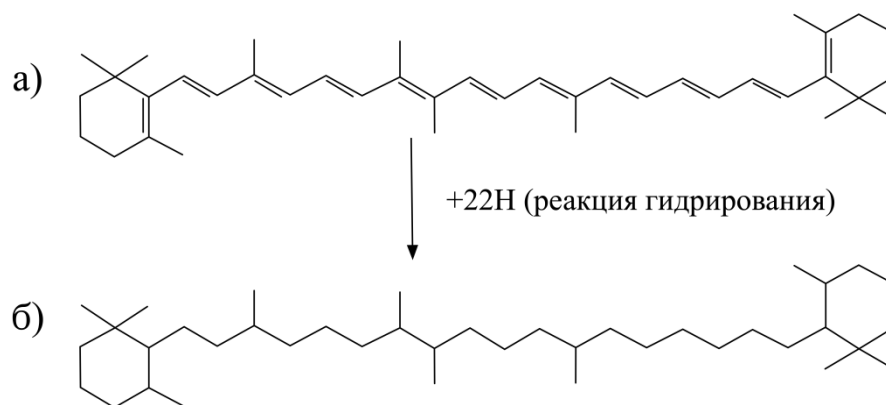


Рисунок 22. Образование тетрагерпана β -каротана (б) из β -каротина (а)

Пентациклические тритерпаны построены из 6 изопреновых «кирпичиков». Между изопреновыми единицами связь в гопанах «голова к хвосту» и именно поэтому они являются регулярными соединениями. Среди них выделяется несколько гомологических серий: 1) гопаны и лупан, у которых одно кольцо циклопентановое и четыре циклогексановые; 2) нафтенов, у которых все кольца циклогексановые — олеанан и гаммацеран (рис. 23).

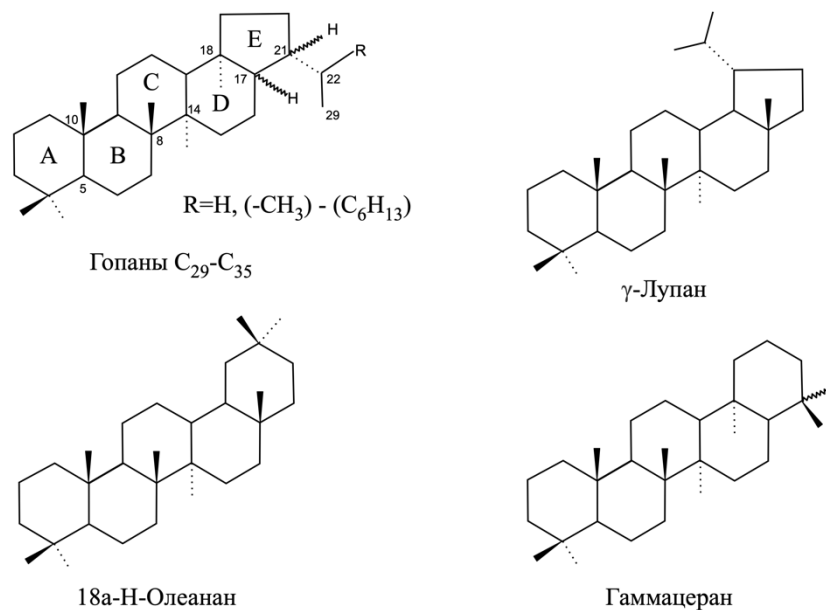


Рисунок 23. Основные пентациклические тритерпаны

В УВ гопанового ряда (рис. 23) обычно присутствуют гомологи C_{27} – C_{35} , из которых C_{28} редко встречается в нефти. Атомы углерода у $C-17$ и $C-21$ асимметричные, конфигурации геоструктуры $17\alpha 21\beta$ ($\alpha\beta$) и $17\beta 21\alpha$ ($\beta\alpha$), биоструктуры $17\beta 21\beta$ ($\beta\beta$). Название гопан (H_{30}) применимо лишь к УВ состава C_{30} , УВ состава C_{27} – C_{29} называют норгопаны, C_{31} – C_{35} гомогопаны. Для геолого-геохимической интерпретации чаще всего используют

био- и геогопаны, 17*a*-22,29,30-трисноргопан (Tm), 18*a*-22,29,30-триснорнеогопан (Ts) и адиянтан (C₂₉).

Есть две точки зрения на предшественников гопанов. Первоначально считалось, что гомологическая серия гопана образуется в основном из ЖВ зеленых растений, которое содержит различные гопаноиды. Возможно образование би-, три-, тетра-, пентацикланов изопреноидного типа строения путем стадийной циклизации длинноцепочечного алкена сквалена (рис. 24) (Петров, 1984).

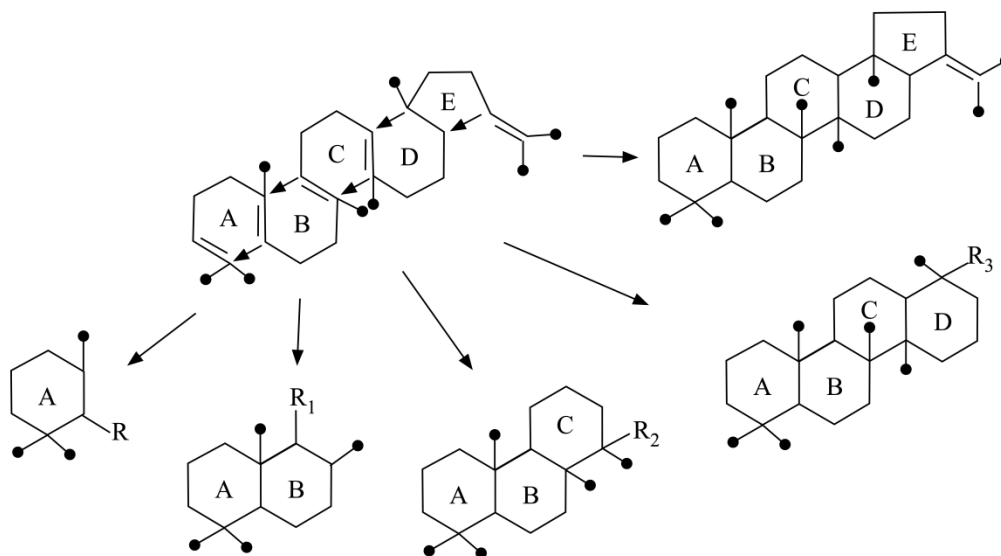


Рисунок 24. Вероятная схема образования би-, три-, тетра-, пентацикланов изопреноидного типа строения путем стадийной циклизации сквалена (Петров, 1984)

Гопаны широко распространены в ОВ отложений разного возраста и даже встречаются в протерозойских. Однако до девона основными бипродуктами ОВ были прокариоты, поэтому бактериогопанотетрол, входящий в состав мембран клеток бактерий, мог являться предшественником УВ ряда гопана (Grantham et al, 1980; Volkman et al, 1983; Philp, 1985; Peters, Moldowan, 1993).

Поскольку биогопан ($\beta\beta$) термически неустойчив даже в течение раннего катагенеза, с увеличением степени термической зрелости ОВ пород он преобразуется в моретан ($\beta\alpha$) и при более высокой зрелости моретан изомеризуется в геогопан ($\alpha\beta$), что объясняет, почему моретаны присутствуют в нефтях в меньших концентрациях, чем гопаны.

Гомогопаны C₃₁–C₃₅, благодаря тому, что атом C₂₂ становится асимметрическим, присутствуют в виде двух эпимеров 22R и 22S-конфигураций. В незрелом ОВ присутствует только эпимеры 22R, по мере повышении степени зрелости ОВ или нефти количество эпимеров 22S увеличивается, и в конечном итоге преобразовывается в равновесную смесь двух эпимеры — 22R: 22S \approx 0.4: 0.6 (Seifert, Moldowan, 1980, 1986). Соотношение био- и

геогопан используется для определения относительной степени зрелости нефти ($a\beta/\beta\beta+a\beta$ и $22S/22R+22S$). С этих же позиций рассматривается соотношение Tm/Ts .

Как уже упоминалось, УВ ряда гопана образуются из бактеригопанотетрола (C_{35}), который окисляется в относительно окислительных условиях до гопановой кислоты C_{32} (Peters et al., 2005), поэтому повышенные концентрации гомогопанов C_{35} (H_{35}) относительно C_{34} (H_{34}). Кроме того, гопановые индексы $H_{35}/H_{34} < 0,6$ и/или $H_{29}/H_{30} < 0,6$ указывает на континентальные фации осадконакопления, при этом, $H_{31R}/H_{30} < 0,25$ — на озерные условия (Peters et al., 2005).

Лупан $C_{30}H_{52}$ свидетельствует о поступлении в бассейн седиментации ОВ высших растений. Возможными биологическими предшественниками его могут быть лупаноиды (lupanoids) высших растений — лупантриол, бетулин, лупеол и бетулиновая кислота (Peters et al., 2005).

18a(H)-олеанан считается маркером высших растений мелового или более молодого возраста. Он мог образоваться из бетулина и пентациклических тритерпенов покрытосеменных растений (Grantham et al., 1983, Peters, Moldowan, 1993). Мюррей и др. (Murray et al., 1997) установили, что даже в гумусовых углях содержание олеанана может быть значительно ниже, чем в морских аргиллитах, и полагали, что только наличие наземного ОВ недостаточно для образования этого биомаркера, а также необходимо относительно восстановительные условия седиментогенеза и раннего диагенеза. Иными словами, высокое содержание олеанана в ОВ, несомненно, может свидетельствовать о том, что большой вклад высшей растительности, но низкое содержание этого биомаркера не обязательно означает, что вклад наземного ОВ мал. Кроме этого, отношение олеанана к C_{30} гопану (олеанановый индекс) также предоставляет информацию о возрасте нефтегазоматеринских пород (Alberdi, Lopez, 2000).

Гаммацеран является показателем повышенной солености озера в период накопления материнских отложений (de Leeuw, Sinnighe Damste, 1990). Предшественник гаммацерана (G) — спирт тетрахиманол входит в клеточную мембрану ЖВ галофильных простейших организмов. Повышенная соленость воды озера подавляет метаболизм других бактерий, поэтому по гаммацерановому индексу $GI = G/H_{30}$ можно судить о солености озерной воды. Высокие значения гаммацеранового индекса характерны для ОВ гиперсоленых озер. В Джунгарском НГБ значения GI более 0,2 указывает на соленую обстановку, 0,1–0,2 и ниже — слабо солоноватоводную или пресноводную (Guo et al., 2005).

Тетрациклические терпаны широко распространены в нефти и ОВ горных пород с числом углеродных атомов C_{24} – C_{27} и даже C_{35} , среди них преобладают терпан $C_{24}H_{42}$, который имеет метильные радикалы у C-8, C-10, C-15, C-17 и гемм-замещение у C-5, его

часто обозначают T24 (рис. 25). T24 имеет структуру циклической части молекулы аналогичную гопанам, поэтому считается, что он образуется в результате термической или бактериальной деструкции кольца «Е» в гопане или гопаноидах-предшественниках (Ekweozor et al., 1981; Aquino Nero et al., 1983; Connan et al., 1986). Наличие в значительных концентрации T24 по отношению к гопану C30αβ в нефти и ОВ пород указывает на карбонатную обстановку седиментации (Connan et al., 1986; Clark, Philp, 1989; Gong et al., 2007).

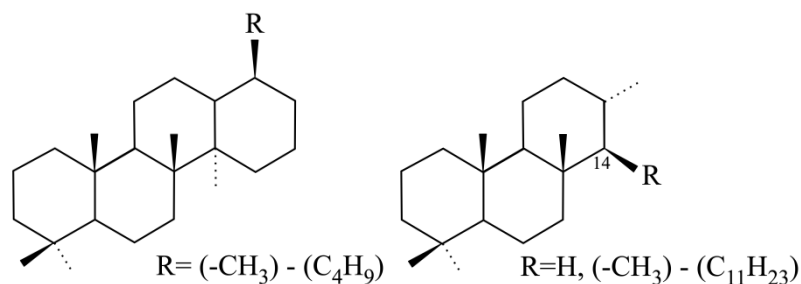


Рисунок 25. Тетрациклические C₂₄ – C₂₇ и трициклические C₁₉ – C₃₀ терпаны

Трициклические терпаны также широко распространены в нефти и ОВ отложений, их структура характеризуется алкильным радикалом у атома C₁₄ — гомологическая серия хейлантанов состава C₁₉–C₃₀ (t19–t30) и выше (рис. 25). Что касается предшественников трициклических терпанов, то в настоящее время это остается спорным. По мнению одних исследователей они могут образовываться из молекул мембран прокариотических клеток бактерий (Ourisson et al., 1982; Dutta et al., 2006) и также из водорослей (Simoneit et al., 1990), других — из высших растений (Zumberge, 1987).

Трициклические терпаны содержатся в большом количестве в ОВ НГМП, накапливающегося в соленом озере или море и имеющих относительно высокую степень зрелости. Возможно, повышенная соленость воды водного бассейна благоприятна для метаболизма организмов, содержащих в липоидах ЖВ их предшественников (Palacas et al., 1984; Kruge et al., 1990; Grands et al., 1993). Среди хейлантанов преобладание t23 характерно для ОВ нефтегазоматеринских пород, накапливавшихся в морях или соленых озерах (Tao et al., 2015), преобладание t21 характерно для ОВ пресноводных озер (Chen et al., 2017). Эквеозор и др. (Ekweozor et al., 1983) предположили, что низкомолекулярные трициклические терпены (t19 и t20) могут быть образованы из предшественников дитерпеноидов, которые входят в состав смолы высших растений, а мелководные условия седиментации могут быть благоприятны для их образования и сохранения (Zumberge, 1987). Уголь и битумоиды ОВ угольных пластов богаты t19, а содержание t23 и более

высокомолекулярных гомологов чрезвычайно низкое. Соотношение содержаний t_{19} – t_{21} имеет следующую особенность: $t_{19} < t_{20} < t_{21}$ (Zhu, 1998; Chen et al., 2013). Органическое вещество НГМП болотных фаций имеет очевидное преобладание $t_{19}+t_{20}$, относительное содержание среди гомологов $t_{19}+t_{20}$ составляет более 60%, а максимально может достигать и 90%. Для ОВ речных/дельтовых фаций содержание t_{19} – t_{23} часто характеризуется следующим распределением: $(t_{19}+t_{20}) > t_{21} \approx t_{23}$ (Xiao et al., 2019).

Стераны C_{27} – C_{30} — насыщенные тетрациклические углеводороды (рис. 26), которые наравне с гопанами являются важнейшими реликтовыми маркирующими углеводородами нефти (Петров, 1984). Их предшественниками в ЖВ являются стерены и их кислородные производные — стеролы, которые присутствуют в липоидах почти всех живых организмов. Стеролы разной величины углеродного скелета присущи ЖВ разных организмов: холестерол C_{27} — животным и красным водорослям, метилхолестерол C_{28} — простейшим водорослям (например, диатомовым) и грибам, этилхолестерол C_{29} — высшей растительности и некоторым видам протерозойских цианобактерий, C_{30} — динофлагеллатам.

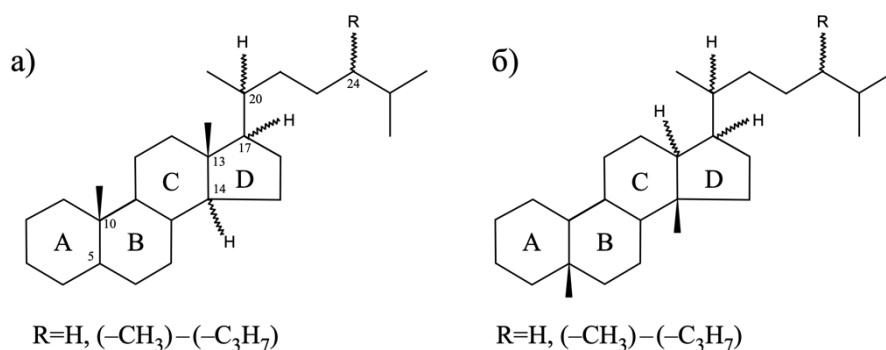


Рисунок 26. Структурные формулы регулярных (а), перегруппированных (б) стеранов C_{27} – C_{30}

Для ОВ и нефтей характерны регулярные и перегруппированные стераны. Регулярные стераны содержат три шестичленных кольца и одно пятичленное, у атомов углерода С-10 и С-13 присоединены метильные радикалы ($-CH_3$), а у цикlopентана — длинная изопреноидная цепь (рис. 26). Асимметрические атомы углерода находятся как в циклах у С-5, С-14 и С-17, так и в изопреноидной цепи у С-20 и С-24. Среди регулярных стеранов нефти различают биостераны, имеющие $5\alpha, 14\alpha, 17\alpha, 20R$ -конфигурацию ($\alpha\alpha\alpha 20R$), также характерную для исходных биологических молекул, и геостераны с конфигурацией $5\alpha, 14\alpha, 17\alpha, 20S$ ($\alpha\alpha\alpha 20S$) и $5\alpha, 14\beta, 17\beta, 20R+20S$ ($\alpha\beta\beta 20R+20S$). На ранних этапах эволюции ОВ геостераны преобразуются в стераны с геоконфигурацией $\alpha\alpha\alpha 20S$, поэтому

соотношение $\alpha\alpha 20S/(20R+20S)$ используется для определения относительной зрелости ОВ.

Относительное содержание регулярных стеранов C_{27} – C_{30} часто используются для определения вида биопродуцентов исходного ОВ и фациальных условий осадконакопления. На основе исследования содержания регулярных стеролов C_{27} , C_{28} , C_{29} в фито- и зоопланктоне, высших растениях, также в ОВ почвы, озерных и морских отложениях, Хуан и Меинсчеин (Huang, Meinschein, 1979) отметили, что преобладание стеранов C_{29} указывает на большой вклад высшей растительности в формировании исходного ОВ НГМП, тогда как преобладание стеранов C_{27} свидетельствует о значительном вкладе морского фитопланктона и зоопланктона, содержание стеранов C_{28} обычно невелико, но в случае его преобладания можно предполагать значительный вклад озерной растительности. C_{30} н-пропилхолестаны — диагностика морских материнских пород (Gong et al., 2007). В большинстве “континентальных” нефтей соотношение содержаний регулярных стеранов C_{27} – C_{29} имеет следующую особенность: $C_{27} > C_{28} < C_{29}$. По соотношениям регулярных стеролов C_{27} – C_{29} предложена треугольная диаграмма (рис. 27).

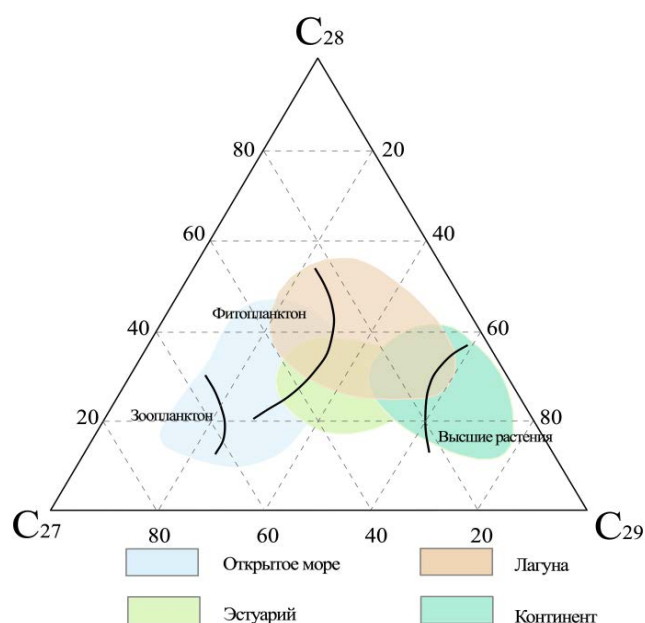


Рисунок 27. Определение фациальных условий седиментации и вида биопродуцентов органического вещества по соотношениям регулярных стеролов C_{27} – C_{29} (Huang, Meinschein, 1979)

В процессе структурной изомеризации метильные радикалы у атома углерода C-10 и C-13 перемещаются на атомы C-5 и C-14 — образуются структурные изомеры — перегруппированные стераны или диастераны (рис. 266). Образование диастеранов возможно в присутствии катализаторов — глинистых минералов (Sieskind et al., 1979).

Термостойкость диастеранов лучше, чем регулярных стеранов (Peters et al., 1990). Соотношение диастеранов и регулярных, возможно, зависит от количества глинистых минералов (катализаторы) в отложениях и зрелости ОБ.

Гопаноиды (бактериогопанотетрол) в основном входят в состав живого вещества цианобактерий (сине-зеленые водоросли) и других видов бактерий (Ourisson et al., 1984), в ЖВ эукариот их меньше, поэтому отношение стераны/гопаны ($Ster/17\alpha Hop$) отражает вклад в исходное ОБ некромы бактерий и/или водорослей.

Таким образом, отношения гопановых коэффициентов ($H35/H34 < 0,6$, $H29/H30 < 0,6$, $H31R/H30 < 0,25$) в определенной степени подтверждают озерную седиментацию, но для полной характеристики нужно рассмотреть также изопреноиды, стераны, геологию региона и др.

3.3 Методика компьютерного моделирования

Бассейновое моделирование является мощным инструментом для реконструкции геологических процессов, происходящих в осадочных бассейнах на протяжении геологического времени, в том числе становления и формирования бассейна, теплового режима, генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов и др. (Tissot et al., 1987; Галушкин, 2007).

Когда органическое вещество в НГМП находится в главной зоне нефтеобразования (градации МК₁–МК₃), оно преобразуется и генерирует углеводородные флюиды — нефть и газ, и в то же время скорости и объемы генерации углеводородных флюидов и их состав различны на разных стадиях его преобразования. Поэтому очень важно изучить историю катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) основных НГМП в бассейне или впадине для обоснования нефтегазоносности и выборе направлений поисков и разведки скоплений нефти и/или газа в исследуемом регионе. Исследования истории термической эволюции ОБ в основном осуществляются с помощью бассейнового моделирования. В работе для проведения такого моделирования использовалась компьютерная программа BasinMod[®] (компании PRA, США). Моделирование основано на физико-химических параметрах, которые контролируют формирование скоплений углеводородов в осадочном бассейне: литологический состав пород, их уплотнение, перенос тепла, генерация и направление миграции потока многофазных флюидов (Thomas, 2009). Для определения истории генерации микронепти и газа в НГМП необходимо выполнить реконструкцию истории погружения, изменения пластовой температуры пород во времени и степень зрелости ОБ.

Методика моделирования используемая автором. Исходные данные для

реконструкции истории погружения впадины включают мощность, величины эрозии, литологию и возраст пластов пород стратиграфического разреза по скважинам, взятые из производственных геологических отчетов, представленные в фондах Научно-исследовательского института по разведке и разработке нефти Синьцзянской нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна» (табл. 4). При моделировании процесса уплотнения пород используется метод механического уплотнения «Mechanical compaction method», который подробно описан в работе J.G. Sclater (Sclater, Christie, 1980). Петрофизические свойства принимают предлагаемые значения, указанные в программе BasinMod 1-D. После ввода вышеуказанных данных в программе BasinMod 1-D можно восстановить историю погружения осадочных пород во времени.

Таблица 4

Несогласия и перерывы в осадконакоплении в восточной части впадины Фукан и мощность размытых отложений

Перерыв в осадконакоплении	Мощность эродированных отложений, м
K ₂	0–700
J ₃	30–600
T ₃	100–700
C ₃ –P ₁	100–500

Основная функция моделирования термической истории заключается в реконструкции истории в нефтегазоносных бассейнах палеотепловых потоков и палеотемператур. В настоящее время существует множество методов восстановления термической истории бассейнов, в основном существует три модели расчета палеотепловых потоков, предоставляемые программой BasinMod 1D: статическая модель теплового потока (static heat flow model), модель нестационарного теплового потока (transient heat flow model) и модель температурного градиента (gradient model). По результатам предыдущих исследований (Rao et al., 2018), значения теплового потока в Джунгарской бассейне неравномерны: в каменноугольном и пермском периодах бассейн и впадина в его пределах подвергались воздействию «горячего» теплового потока с плотностью 75–85 мВт/м², а в настоящее время она составляет 23,4–56,1 мВт/м² при среднем значении 42,5 ± 7,4 мВт/м² — типично для «холодных» бассейнов. Поэтому при моделировании термической истории впадины Фукан использовалась *модель нестационарного теплового потока*. При моделировании зрелость пород рассчитывалась с использованием кинетической модели

Easy% R_o (Sweeney, Burnham, 1990). Этапы восстановления термической истории включают: 1) ввод настоящего текущего значения теплового потока во впадине; 2) установка значения теплового потока для периодов геологической истории; 3) определение смоделированного показателя отражения витринита (R^o); 4) сравнение смоделированного показателя R^o с измеренными данными R^o . Если есть разница, повторялся этап (2); если они совпадали, то получали изменение палеотепловых потоков во впадине Фукан на протяжении геологического времени.

Моделирования процессов генерации углеводородных флюидов в основных нефтегазоматеринских породах (НГМП) проводился после восстановления термической истории, но перед этим необходимо было определить тип ОБ, значение исходного содержания ОБ ($Сорг^i$) в НГМП и водородного индекса (HI^i). Определение типа ОБ и исходного водородного индекса производилось по трендам кривых типов керогена (рис. 17); $Сорг^i$ — по коэффициентам пересчета (табл. 5): $Сорг^i = Сорг \times K$.

Таблица 5

Коэффициенты пересчета концентрации $Сорг$ на исходные (по Неручев, 1998)

Градации катагенеза	Коэффициент пересчета (K)	
	типы ОБ – I и II	типы ОБ – III
ПК ₃	1,03	1,08
МК ₁	1,14–1,3	1,09
МК ₂	1,43	1,10
МК ₃	2,32	1,19
МК ₄	2,66	1,21
МК ₅	2,85	1,22
АК ₁	3,01	1,23

3.4 Методика построения карт «зрелости» органического вещества нефтегазоматеринских пород

В настоящее время в центральной части впадины Фукан уже пробурены несколько поисково-разведочных скважин глубиной 6,5–7,1 км (скв. D-1, D-7, D-8 и др.). Это позволило вскрыть и описать отложения до юрской системы, но триасовые и пермские отложения пока не вскрыты. В этом случае можно прогнозировать зрелость органического вещества в пермских и триасовых материнских породах, искусственно увеличивая глубину этих скважин с помощью результатов сейсмической интерпретации. При этом используя смоделированные данные R^o пород этих скважин в совокупности с измеренными данными

R° в скважинах, расположенных на восточном склоне впадины и на выступе Бейсаньтай, можно составить карту изменения «зрелости» органического вещества НГМП разного возраста в восточной части впадины Фукан.

Глава 4. Основные нефтегазоматеринские породы впадины Фукан

На протяжении многих лет для оценки масштабов генерации углеводородных флюидов в потенциально нефтегазоматеринских породах (НГМП) восточной части впадины Фукан и предоставления геолого-геохимической информации для принятия решений по выбору направлений поисков и разведки месторождений нефти и газа ученые провели подробные седиментологические, петрологические и геохимические исследования, которые дали плодотворные результаты (Chen et al., 2003; Qu et al., 2003; Chen et al., 2004; He et al., 2008; Wang et al., 2010; Liu et al., 2013; Tang et al., 2015 и другие). Однако, в этой проделанной работе из-за ограниченности бурения скважин анализ фактических данных и геолого-геохимические исследования были немногочисленны, поскольку не включали территории периферийных частей впадины. В последние годы в связи с активизацией геологоразведочных работ на восточном склоне впадины Фукан было пробурено несколько глубоких поисковых скважин (скв. F-2, F-5, F-9, F-10, F-11, КТ-1 и др.), что позволяет оценить генерационный потенциал основных НГМП в пределах впадины.

4.1 Условия и факторы формирования нефтегазоматеринских пород

Основными условиями, которые необходимы для формирования нефтегазоматеринских пород в континентальных нефтегазоносных бассейнах, являются: 1) накопление осадков в субаквальных обстановках озер; 2) количество и качество органического вещества в них; 3) сохранность органического вещества в осадочных отложениях; 4) степень преобразования пород и ОВ в них. Нефтегазоматеринские породы (НГМП) могут формироваться как в компенсированном, так и в некомпенсированном разрезе пресных и соленых озер.

При компенсированном осадконакоплении прогибание дна озерного бассейна компенсируется количеством и соответствующей мощностью сформировавшихся осадочных отложений. При этом в течение длительного времени глубина озерного бассейна остается постоянной. Такая обстановка также способствует накоплению в прибрежных болотах и сохранению торфа, образуя будущие угленосные толщи (Liu, 1999).

При некомпенсированном осадконакоплении скорость прогибания дна озерного бассейна не соизмерима со скоростью седиментации, глубина озера изменяется. При этом благоприятным условием для формирования НГМП является то, что скорость прогибания дна озерного бассейна больше, чем скорость осадконакопления терригенного материала, что создает анаэробные условия для сохранности ОВ в осадках. Возможны две причины формирования некомпенсированного разреза: 1) тектоническая активизация способствует

интенсивному прогибанию впадины, что приводит к расширению и углублению озер на ее территории; 2) из-за недостаточного привноса в бассейн терригенного материала из удаленных источников сноса. Наличие некомпенсированного прогибания позволяет осадкам и содержащемуся в них ОВ накапливаться на больших глубинах озера, что способствует сохранению ОВ в анаэробных обстановках.

Среднепермские и среднетриасовые нефтегазоматеринские толщи формировались в бассейнах с некомпенсированным осадконакоплением, все без исключения накапливались в озерах в период трансгрессий.

Во время накопления среднепермских НГМП в районе современной горы Богэда, южный трог закрывался, но не сразу произошла инверсия и в период растяжения земной коры на его месте и в центральной части впадины образовалось озеро (Wang et al., 2018). При этом восточная часть впадины Фукан интенсивно прогибалась в некомпенсированном режиме осадконакопления, что создало благоприятные условия для формирования среднепермских НГМП с высоким генерационным потенциалом.

Во время накопления среднетриасовых НГМП бассейн продолжал опускаться, границы озера во впадине Фукан расширялись. В это же время происходило изменение климата с аридного на теплый и влажный гумидный, увеличилось количество осадков. При расширении этого озера количество терригенного материала из источников сноса не компенсировало скорость опускания дна бассейна. При углублении озера происходила смена мелководных условий седиментации на более глубоководные, что также характерно для некомпенсированного осадконакопления.

Для юрских нефтегазоматеринских пород условия осадконакопления были более сложные, поскольку разрез формировался как на этапах компенсированного, так и некомпенсированного осадконакопления. В ранне-среднеюрские эпохи климат во впадине был гумидный – теплый и влажный, на берегах озер активно размножались и росли деревья (гинго, хвойные и др), кустарники, травы, настоящие папоротники, мхи — высшая растительность. В то же время под влиянием многократной тектонической активизации впадина испытывала относительно кратковременные трансгрессии и регрессии, в водоемах накапливались темные глины с высоким содержанием фитогенного органического вещества, в прибрежных болотах формировались пласты торфа (угольные пласты встречаются в нижней, средней и верхней частях свиты Бадаовань на большинстве участков впадины). Кроме того, в свите Сишаньяо также развиты тонкие прослои угля, которые в основном сформировались из торфа болот прибрежной дельтовой равнины в период сокращения площади озера (Hu et al., 2006).

Различия в условиях осадконакопления на разных этапах развития озер отчетливо

проявляются в литологических характеристиках отложений, но наиболее значимым для формирования нефтегазоматеринских пород является количество и качество органического вещества, поступающего в осадки при седиментации. Источником исходного органического вещества являлась некрома биопродуцентов, среди которых можно выделить аквагенные организмы (в основном фитопланктон), живущие в озерах и относящиеся к автохтонным, и наземные организмы (в основном высшие растения), которые произрастали на водосборной площади прилегающей суши и относящиеся к аллохтонным. Таким образом, биопродуктивность озер и количество привноса некромы наземных организмов в них определяют количество и качество органического вещества (ОВ) в отложениях. С точки зрения состава, автохтонное аквагенное ОВ является лучшим потенциальным источником для будущей генерации нефти. В то время как аллохтонное террагенное ОВ имеет тенденцию генерировать газ. Поскольку одноклеточные водоросли и фотосинтезирующие бактерии фитопланктона быстро размножаются, особенно в солоноватоводном и/или соленом озере, их некрома является основными источниками ОВ в осадках озера. Следовательно, высокая биопродуктивность обитателей озер является важным фактором для формирования высокопотенциальных НГМП.

Количество ОВ в отложениях не совсем пропорционально биопродуктивности фитопланктона озера, поскольку некрома организмов фитопланктона, богатая водородом, разрушается и окисляется бактериями уже в водной толще и на дне озера во время осаждения осадков (Talbot, Livingstone, 1989). Следовательно, водоем с анаэробными условиями седиментации является благоприятным для накопления и сохранения ОВ, а устойчивая плотностная стратификация водоема служит важнейшим фактором, обуславливающим длительные анаэробные условия на дне водоема и в верхней части осадка. Засоление озер увеличивает плотность придонных вод, создавая условия для стабильной химической стратификации, благоприятной для сохранения органического вещества.

Таким образом, некомпенсированное прогибание территории впадины Фукан на протяжении пермского, триасового и юрского периодов геологической истории формирования Джунгарского бассейна создало условия для образования глубоководных озерных бассейнов и формирования в них глинистых осадочных толщ. А биопродуктивность автохтонных организмов озер и анаэробная среда в придонной части и на дне водоема, а также соленость вод, являются основными факторами, определяющими количество и качество органического вещества в осадках.

4.2 Содержание, состав и катагенетическая зрелость органического вещества основных нефтегазоматеринских пород

Для выделения НГМП и оценки их качества, количества в них ОВ и их катагенетической зрелости было исследовано 32 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P_{2p}), 35 образцов аргиллитов среднетриасовой свиты Карамай (T_{2k}) и 88 образцов аргиллитов ниже-среднеюрских свит Бадаовань (J_{1b}), Сангунхэ (J_{1s}) и Сишаньяо (J_{2x}), которые отобраны из интервалов разрезов, представляющих собой потенциальные нефтегазоматеринские породы восточной части впадины Фукан. НГМП разного возраста характеризуются различным содержанием и составом органического вещества, мощностью и степенью катагенетического преобразования.

4.2.1 Среднепермские нефтегазоматеринские породы

Среднепермские НГМП имеют широкое распространение в восточной части впадины Фукан, они накапливались на средних глубинах и/или в глубоководных частях озера. В целом, распределение мощностей среднепермских НГМП в восточной части впадины Фукан неравномерное: отмечается максимальная мощность в южной части впадины (более 350 м) и ее уменьшение к склонам впадины (100–50 м и менее) (рис. 28).

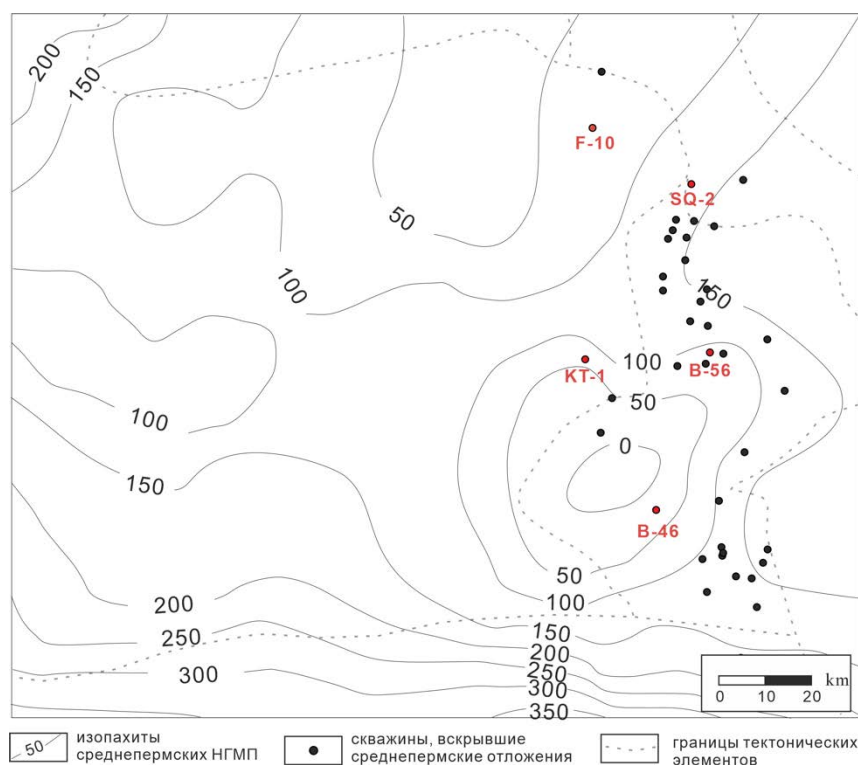


Рисунок 28. Мощность среднепермских нефтегазоматеринских пород в восточной части впадины Фукан по данным сейсморазведки и бурения

Среднепермские пиндицюаньские глинистые НГМП, отобранные на выступе Бейсаньтай и во впадине Фукан, охарактеризованы результатами определения содержания ОВ и данными пиролиза Rock-Eval (32 образца из разрезов скв. В-46, В-56, F-10, КТ-1 и SQ-2). Содержание органического вещества (Сорг) в них изменяется в широком диапазоне от 0,11 до 6,72% (в среднем — 2,05%). Значения водородного индекса (НИ) для пород пиндицюаньской свиты варьируют от 43,59 до 422.75 мг УВ/г Сорг, что характеризует нефтегазоматеринское ОВ смешанного преимущественно сапропелевого типа керогена П₁-П₂ (рис. 29). Значения максимальной температуры пиролиза (T_{max}) и показателя отражения витринита (R_o), определяющие зрелость ОВ, для большинства аргиллитов варьирует от 435 до 457 °С ($R_o = 0,6-1,1\%$), что соответствует грациям мезокатагенеза МК₁ – середина МК₃, т.е. они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и уже генерировали углеводородные флюиды.

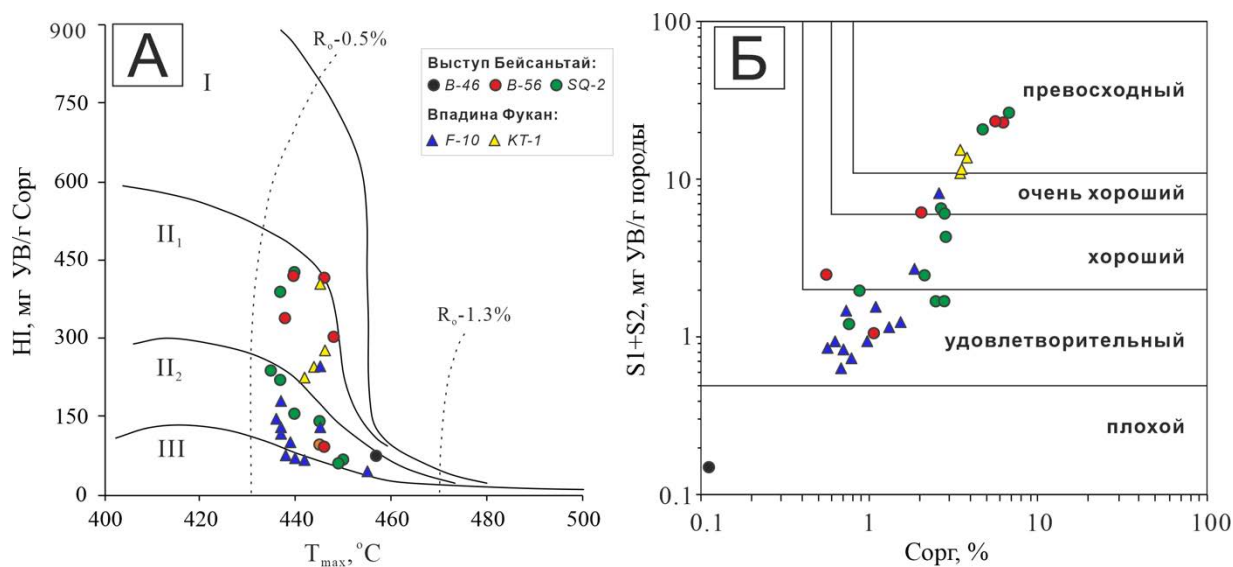


Рисунок 29. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества среднепермских нефтегазоматеринских пород и их генерационный потенциал восточной части впадины Фукан

А — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — генерационный потенциал пород (no Hu, Huang, 1991; Bordenave et al., 1993; Zhai, 1996).

Как видно по параметрам, характеризующим НГМП, они изменяются в пределах одного структурного элемента (рис. 29), поэтому увеличение мощности на восточном и северном склонах впадины увеличивает их генерационный потенциал (рис. 28, 29). В зоне выклинивания (скв. В-46, 2745 м) содержание Сорг (0,11%) в породе и их генерационный потенциал ($S_1+S_2 = 0,15$ мг УВ/г породы) очень низкие, что может быть связано не с высокой преобразованностью ОВ (T_{max} достигает 460 °С), а с сорбцией органических молекул на

глинистых минералах. При низком содержании органического вещества в породе количество образующихся при пиролизическом анализе углеводородов невелико, и большая их часть сорбируется минералами (особенно глинистыми), что приводит к перемещению пика S_2 и повышению измеренной T_{max} . Пиндицюаньские НГМП с повышенным содержанием ОВ (1–6,72%) и хорошим и превосходным генерационным потенциалом (2–26,28 мг УВ/г породы) отмечаются в северной части выступа Бейсаньтай (скв. В-56, 2484–2594 м; SQ-2, 2480–2607 м) и на восточном склоне впадины (скв. КТ-1, 5190–5250 м). Однако качество пород в разрезе скв. F-10 (4254–4394 м) несколько хуже, они имеют удовлетворительный генерационный потенциал (0,62–1,52 мг УВ/г породы). Вероятно, процесс первичной миграции в неодинаковых условиях проходил с разной скоростью, что повлияло на остаточный генерационный потенциал, который мы рассчитывали.

4.2.2 Среднетриасовые нефтегазоматеринские породы

Среднетриасовые НГМП в восточной части впадины Фукан вскрыты большинством скважин, они отсутствуют только в сводовой части выступа Бейсаньтай. Их мощность увеличивается с востока на запад от выступа Бейсаньтай (0–50 м) к центру впадины (до 230 м) (рис. 30).

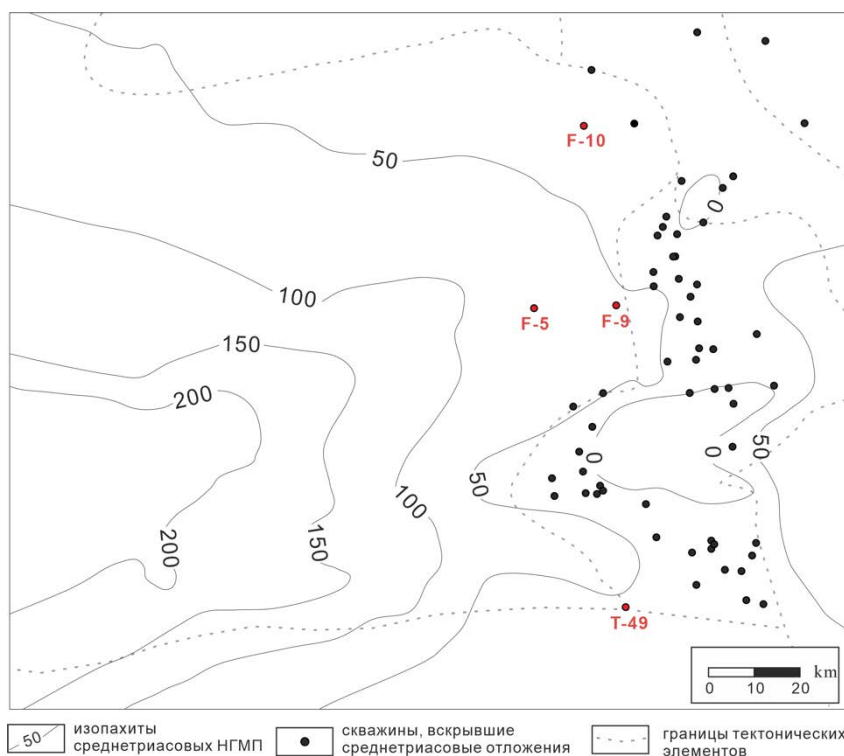


Рисунок 30. Мощность среднетриасовых нефтегазоматеринских пород в восточной части впадины Фукан по данным сейсморазведки и бурения

Среднетриасовые карамайские глинистые НГМП охарактеризованы во впадине Фукан и в зоне Разломов пиролитическими данными (35 образцов из верхней части карамайской свиты из скв. F-5, F-9, F-10 и T-49). Содержание Сорг изменяется в широком диапазоне от 0,41 до 7,48%, в среднем составляет 2,28%. Низкое содержание Сорг (<1,11%) в основном фиксируется в серых аргиллитах с глубины 3374–3400 м и 3454–3514 м из скв. F-10, что снижает генерационного потенциала (<1,16 мг УВ/г породы) — удовлетворительный. В темно-серых и углистых аргиллитах (скв. F-10, 3400–3425 м) содержание Сорг выше (1,42–7,48%) и соответственно, генерационный потенциал хороший и превосходный — от 2,42 до 23,96 мг УВ/г породы. На восточном склоне впадины (скв. F-5, F-9, T-49) отмечается повсеместное развитие темно-серых аргиллитов с Сорг от 1,12 до 5,21% (рис. 31). Эти породы характеризуются хорошим и превосходным генерационным потенциалом (от 2,3 до 21,06 мг УВ/г). На диаграмме зависимости водородного индекса от температуры выхода углеводородов T_{max} при пиролизе (рис. 31) видно, что карамайские НГМП находятся в главной зоне нефтеобразования (435–465 °С) и содержат ОВ преимущественно смешанного гумусово-сапропелевого (II₁–II₂) и гумусового типа (III).

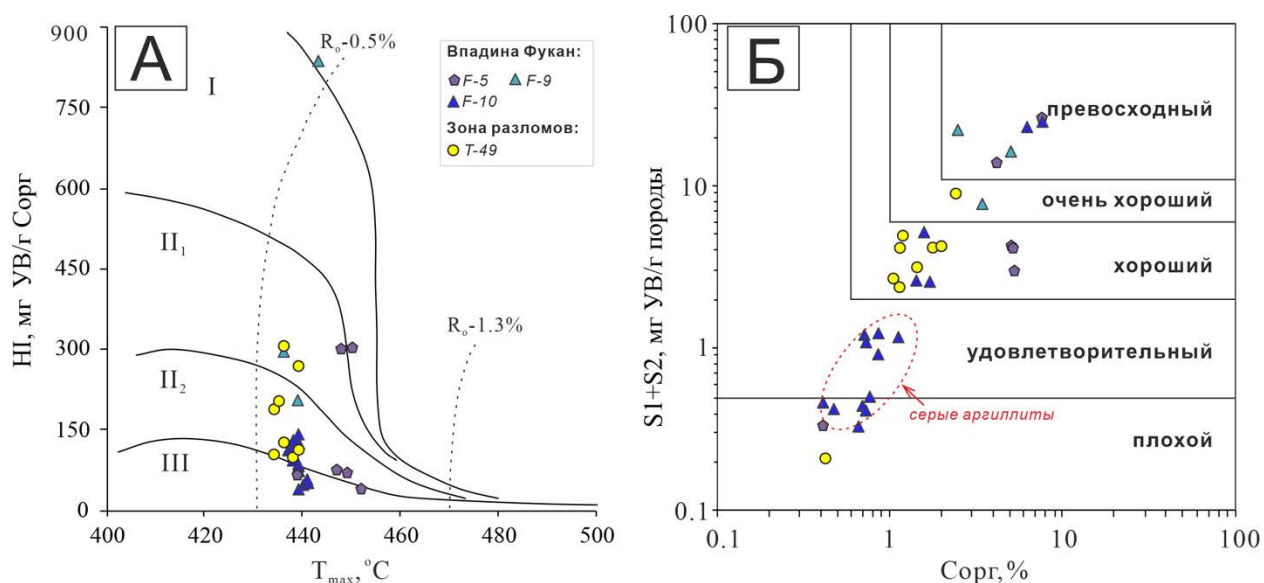


Рисунок 31. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества среднетриасовых нефтегазоматеринских пород и их генерационный потенциал восточной части впадины Фукан

А — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — генерационный потенциал пород (по Hu, Huang, 1991; Bordenave et al., 1993; Zhai, 1996).

Во время накопления нижней части свита Карамай (Т_{2к}) в восточной части впадины Фукан глубина водоёма была небольшая и климат сухой, что привело к накоплению

пестроцветных глин (коричневых, желто-коричневых), алевролитов и песков. Эти факторы не способствовали сохранности ОВ. Серые и темно-серые глинистые отложения, богатые органическим веществом, сосредоточены в основном в верхней части свиты Карамай, формирование которых связано с периодами озерных трансгрессий, когда осадконакопление было некомпенсированное. На восточном склоне впадины Фукан мелководные аэробные обстановки, неблагоприятные для консервации ОВ, сменялись на относительно восстановительные анаэробные глубоководные.

4.2.3 Нижнеюрские нефтегазоматеринские породы

В нижнеюрских отложениях глинистые и углистые породы свиты Бадаовань и Саньгунхэ выделены в качестве нефтегазоматеринской свиты. Бадаованьские НГМП широко распространены в восточной части впадины Фукан, за исключением южной части выступа Бейсаньтай. Их мощность увеличивается от выступа Бейсаньтай (0–50 м) к центру впадины (до 300 м). Саньгунхэские НГМП отсутствуют на всей территории выступа Бейсаньтай. Их мощность увеличивается к центру впадины до 150 м, что объясняется влиянием активизации Яньшаньского орогенеза (II). Общая мощность нижнеюрских НГМП в восточной части впадины Фукан изменяется от 0 м до 450 м (рис. 32).

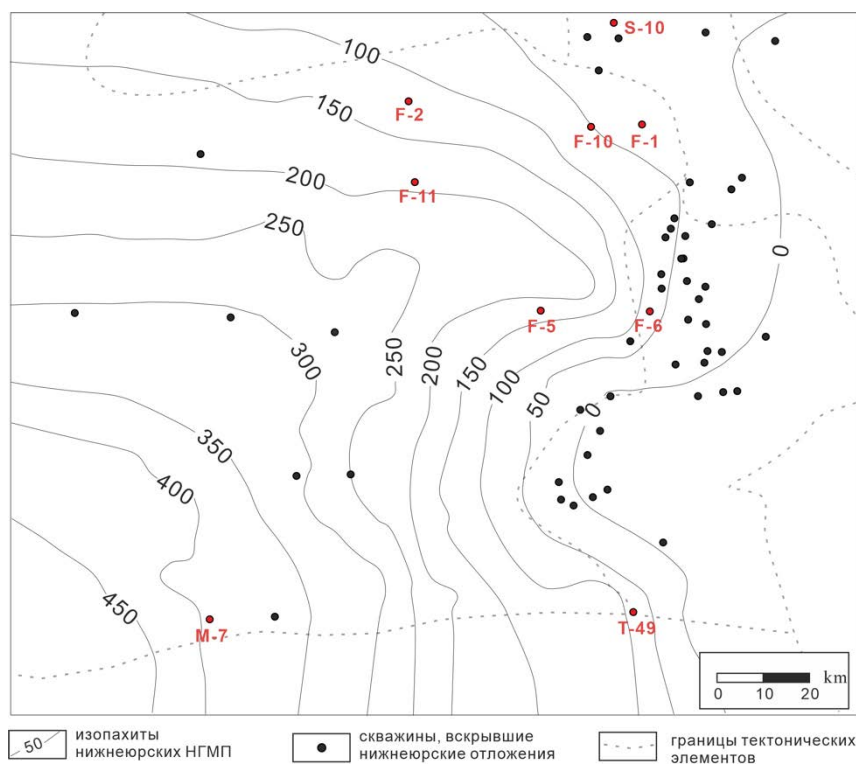


Рисунок 32. Мощность нижнеюрских нефтегазоматеринских пород (свиты Бадаовань и Саньгунхэ) в восточной части впадины по данным сейсморазведки и бурения

Нижнеюрские бадаованьские НГМП охарактеризованы пиролитическими данными во впадине Фукан, в зоне Разломов и на выступе Щацзи (38 образцов из разрезов скв. F-1, F-2, F-5, F-6, F-10, F-11, M-7, T-49 и S-10). Для бадаованьских НГМП зоны Разломов и выступа Щацзи характерны высокие содержания Сорг (1–1,4%), ОВ гумусового состава (кероген III) с удовлетворительным генерационным потенциалом (рис. 33). Бадаованьские НГМП во впадине Фукан содержат Сорг от 0,31 до 7,4% и обладают преимущественно удовлетворительным и хорошим генерационным потенциалом (0,5–6 мг УВ/г породы). Однако единичный образец угля в разрез скважины F-2 (4417 м) имеет высокое Сорг — 30,05% и превосходный генерационным потенциалом — 91,85 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелость пород меняется от ПК₃ до МК₃.

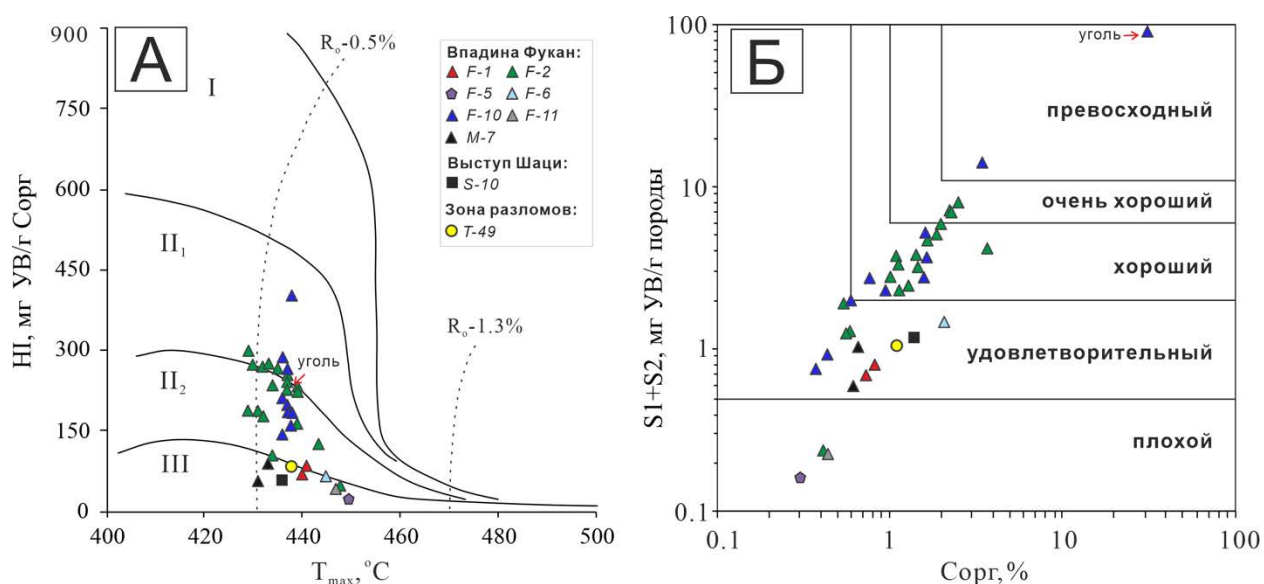


Рисунок 33. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества бадаованьских нефтегазоматеринских пород и их генерационный потенциал восточной части впадины Фукан

A — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — генерационный потенциал пород (по Hu, Huang, 1991; Bordenave et al., 1993; Zhai, 1996).

Во время накопления бадаованьских отложений в восточной части впадины были преимущественно мелководные обстановки озера и болота, благоприятные для накопления сапропелево-гумусового и гумусового ОВ. Бадаованьские НГМП с лучшим нефтегенерационным потенциалом приурочены к центру впадины, где находилась относительно глубоководная часть озера, куда поступало меньше аллохтонного гумусового ОВ (Chen et al., 2016).

В саньгунхэских НГМП содержание Сорг меняется от 0,51 до 4,35% (в среднем

1,38%) (33 образца из разрезов скв. F-2, F-5, F-11, M-7 и T-49), наибольшее содержание отмечается в разрезе скважины T-49 (3264–3300 м) — 3,42–4,35%. Состав ОВ преимущественно смешанный сапропелево-гумусовый и гумусовый. Саньгунхэских НГМП во впадине Фукан имеют удовлетворительный и хороший генерационный потенциал (от 0,4 до 2,79 мг УВ/г породы). В зоне Разломов увеличивается вклад сапропелевого ОВ — два образца на диаграмме располагаются в областях керогена I и II₁ типов (рис. 34). В этом же районе отмечается и рост генерационного потенциала — от 2,79 до 29,67 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелости саньгунхэских НГМП близка к бадаованьским (рис. 33, 34).

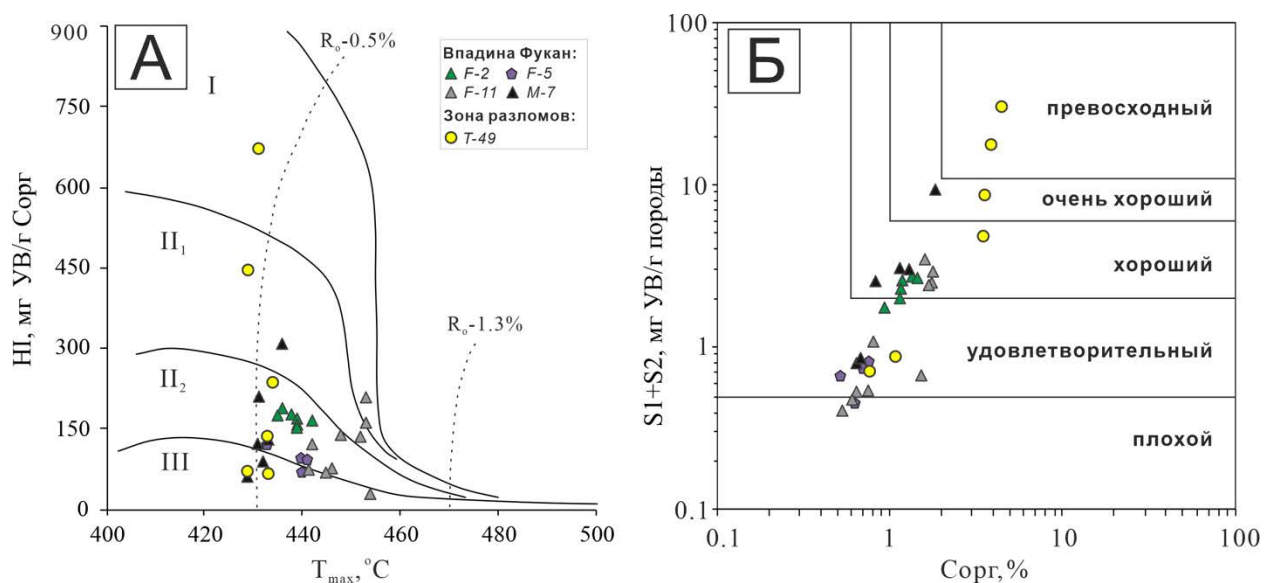


Рисунок 34. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества саньгунхэских нефтегазоматеринских пород и их генерационный потенциал восточной части впадины Фукан

A — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — генерационный потенциал пород (no Hu, Huang, 1991; Bordenave et al., 1993; Zhai, 1996).

Саньгунхэские НГМП в основном накапливались в мелководных условиях с колебаниями глубины озера. В разрезе впадины глинистые озерные отложения переслаиваются с песчаными отложениями фронта веерообразной дельты. Из-за повышенной песчаности саньгунхэские отложения были классифицированы ранее, как коллекторы и покрышки, а генерационный потенциал глинистых аргиллитов не рассматривался и не учитывался.

4.2.4 Среднеюрские нефтегазоматеринские породы

В среднеюрских отложениях глинистые и углистые породы свиты Сишаньяо

выделены в качестве газоматеринской свиты. Среднеюрские сишаньяоские НГМП охарактеризованы результатами пиролитических исследований во впадине Фукан и зоне Разломов (17 образцов из разрезов скв. F-2, F-13, M-7 и T-2). В сишаньяоских НГМП распределение Сорг неравномерное: углистые отложения имеют очень высокое содержание — 13,68–66,88% (в среднем 32,37%), а остальные (темные аргиллиты) — относительно низкое 0,43–5,03% (в среднем 1,51%). Тип ОВ преимущественно гумусовый (рис. 35). Для темных аргиллитов генерационный потенциал меняется от плохого до хорошего (от 0,28 до 5,36, в среднем 1,74 мг УВ/г породы). Хотя образцы углистых аргиллитов располагаются в области «превосходный», в ОВ преобладает гумусовая составляющая, поэтому они генерировали больше углеводородного газа. Зрелость катагенетического преобразования пород во впадине, вероятно, не превышает градации МК₃, так как в разрезе скважины D-1, расположенная в центре впадины, значения показатели $R^o = 0,83\%$ (Qian, 2009).

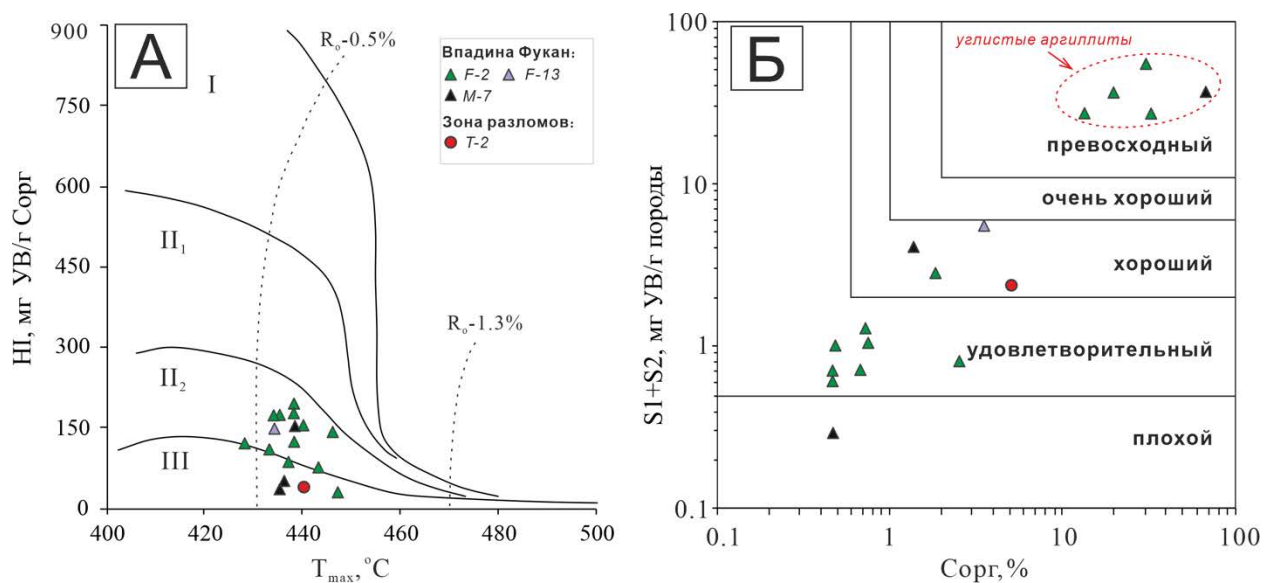


Рисунок 35. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества сишаньяоских нефтегазоматеринских пород и их генерационный потенциал восточной части впадины Фукан

A — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — генерационный потенциал пород (no Hu, Huang, 1991; Bordenave et al., 1993; Zhai, 1996).

Во время накопления сишаньяоских НГМП во впадине Фукан происходило сокращение площади озерного бассейна, при этом в восточной части впадины формировалась обширная дельтовая равнина, где произрастала буйная растительность, что способствовало накоплению гумусового ОВ в болотах и формированию торфа.

Таким образом, наилучшими нефтегенерационными потенциалом в восточной части

впадины Фукан обладают среднепермские и среднетриасовые НГМП, которые содержат ОБ смешанного преимущественно сапропелевого типа и находятся в ГЗН, в более погруженной центральной части впадины уже генерируют углеводородный газ. Нижнеюрские НГМП с достаточным содержанием смешанного ОБ находятся в ГЗН и генерировали жидкие УВ, но их генерационный потенциал ниже, чем у среднепермских и среднетриасовых НГМП. В среднеюрских НГМП в ОБ преобладает гумусовая составляющая и их генерационный потенциал большей части удовлетворительный, что способствует образованию в незначительных количествах газообразных УВ.

4.3 Изотопный состав углерода органического вещества нефтегазоматеринских пород впадины Фукан

Для подтверждения сделанных выводов по составу исходного ОБ был изучен изотопный состав углерода битумоидов и керогенов ОБ НГМП. Как отмечалось ранее, углерод исходного органического вещества (ОБ) имеет разный изотопный состав: сапропелевая составляющая уменьшает $\delta^{13}\text{C}$ за счет легкого изотопа ^{12}C . При термическом преобразовании керогена в условиях главной фазы нефтеобразования, происходит фракционирование изотопов углерода — перераспределение легких (^{12}C) и тяжелых (^{13}C) стабильных изотопов углерода — в керогене должно относительно накапливаться больше тяжелого изотопа ^{13}C , а в микронепти (в аналитическом смысле в битумоиде) и в нефти в залежи — легкого ^{12}C .

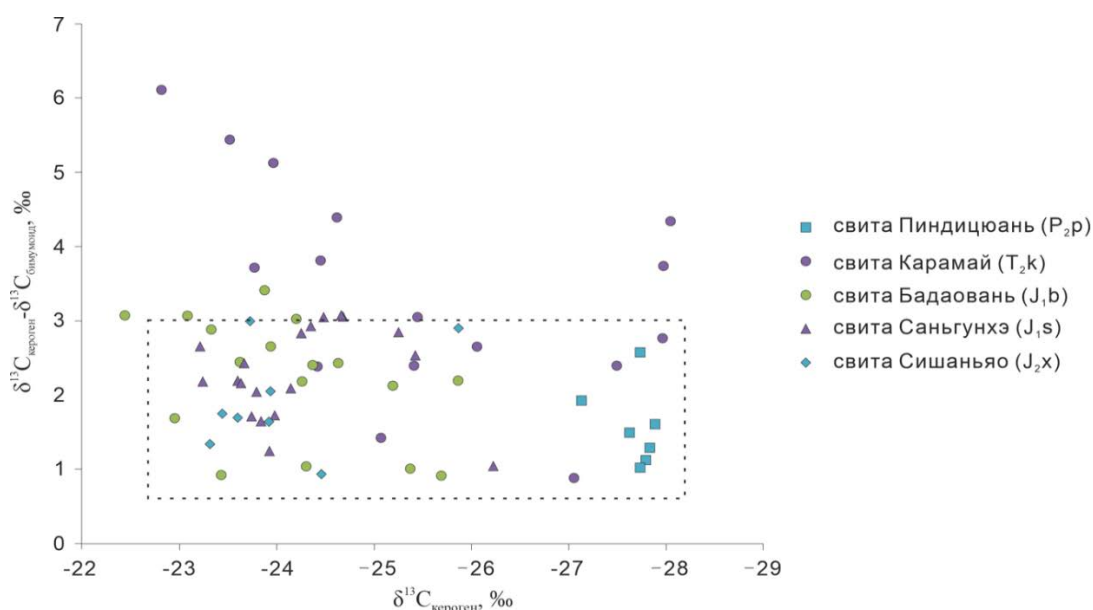


Рисунок 36. Изменение разницы ($\delta^{13}\text{C}_{\text{кероген}} - \delta^{13}\text{C}_{\text{битумоид}}$) изотопного состава углерода керогена и битумоида органического вещества нефтегазоматеринских пород разного возраста восточной части впадины Фукан

По данным Э. М. Галимова (1973) разница между $\delta^{13}\text{C}_{\text{кероген}}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{битумоид}}$ не превышает 2–3‰. Это значение было использовано в качестве критерия схожести или отличия изотопного состава углерода керогена и битумоида. Лишь 74% из всей выборки образцов керогена и битумоида впадины Фукан имеют близкие по значениям $\delta^{13}\text{C}$ керогена и битумоида, разница между которыми не превышает 3‰ (рис. 36). Для устранения аналитических ошибок, многие из аномальных образцов в основном из среднетриасовых НГМП перепроверялись повторной пробоподготовкой и анализами.

В целом кероген среднепермских НГМП (II₁–II₂ тип) имеет легкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ — от –29,71 до –27,13‰), что свидетельствует о повышенном содержании сапропелевой составляющей в составе ОВ среднепермских НГМП. Значения $\delta^{13}\text{C}$ почти не изменяются с глубиной (рис. 37). В битумоидах содержание изотопа ^{13}C меньше, чем в керогене, значения $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от –32,73 до –28,76‰.

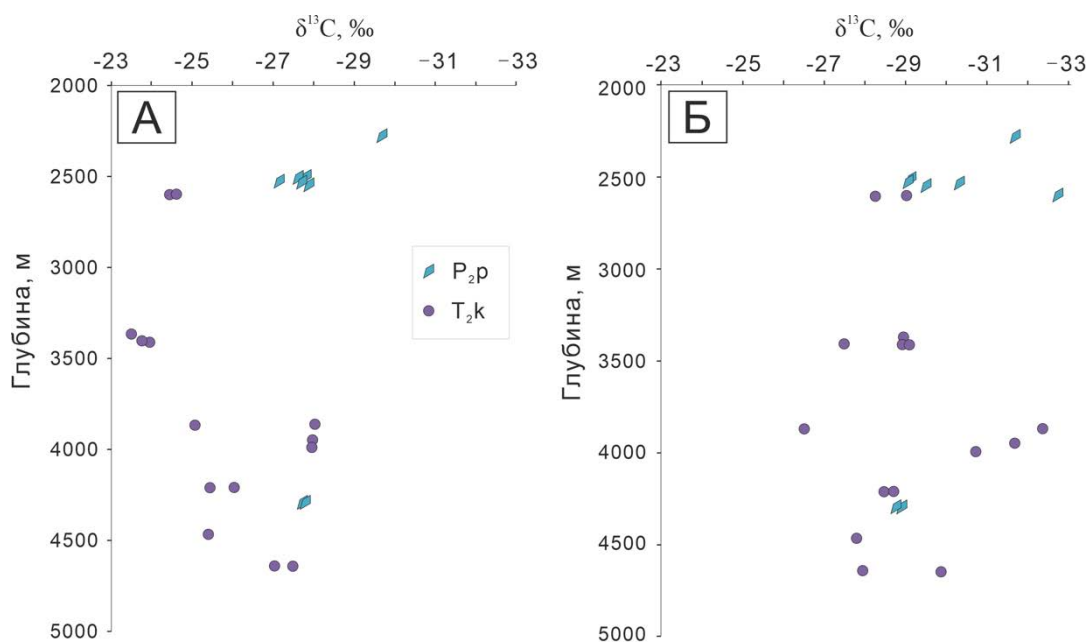


Рисунок 37. Вариации изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) керогена (А) и битумоидов (Б) среднепермских и среднетриасовых нефтегазоматеринских пород.

Для среднетриасовых НГМП значения $\delta^{13}\text{C}$ керогена (II₁–II₂ и III типа) варьируют в широких пределах от –28,03 до –22,82‰. Для определения закономерности изменения величины $\delta^{13}\text{C}$ керогена с глубиной на диаграммах приведены усредненные значения для проб из одной и той же скважины и с одной глубины (рис. 37). Уменьшение значений $\delta^{13}\text{C}$ в более погруженных частях впадины (>4000 м) характерны для гумусово-сапропелевого ОВ. Несмотря на уменьшение $\delta^{13}\text{C}$ керогена с глубиной, для битумоидов этих же образцов значения почти не изменяются с глубиной, но углерод битумоидов изотопически более

легкий — от $-32,37$ до $-26,50\%$. Как показано на рис. 36 значения разницы изотопного состава в большинстве образцов среднетриасовых НГМП превышает 3% ($4-6\%$), причины этого пока однозначно не выяснены.

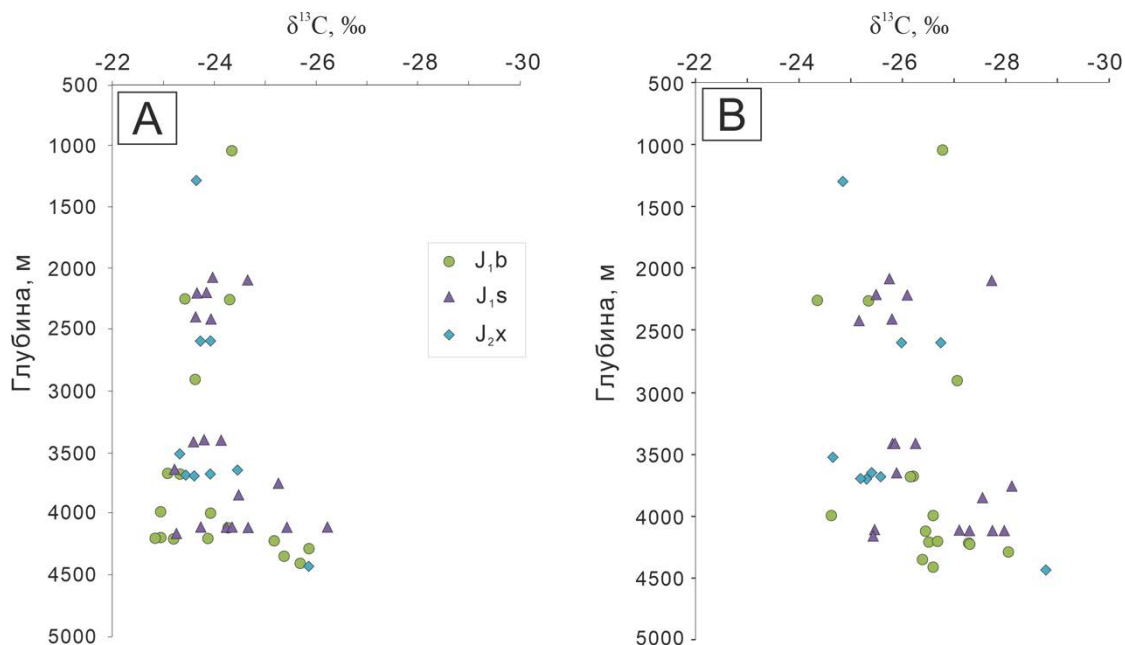


Рисунок 38. Вариации изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) керогенов (А) и битумоидов (Б) ниже- и среднеюрских нефтегазоматеринских пород.

В целом ОВ ниже-среднеюрских НГМП имеет относительно более тяжелый изотопный состав углерода — $\delta^{13}\text{C}$ керогена (II₂–III тип) изменяется от $-26,22$ до $-22,44\%$, в то время как $\delta^{13}\text{C}$ битумоидов варьирует от $-28,77$ до $-24,66\%$, что может свидетельствовать о большем вкладе гумусовой составляющей в ОВ НГМП (рис. 38).

Данные по изотопному составу углерода ОВ среднепермских, среднетриасовых и ниже-среднеюрских НГМП хорошо согласуются с выводами о составе органического вещества НГМП по пиролитическим параметрам.

4.4 Геолого-геохимическая интерпретация состава биомаркеров битумоидов основных НГМП впадины Фукан

Дополнительными доводами в пользу сделанных ранее предположений и выводов о составе и условиях седиментации ОВ НГМП являются результаты биомаркерного анализа битумоидов ОВ НГМП разного возраста.

Геолого-геохимическая интерпретация состава биомаркеров нефти и битумоидов является очень разносторонней, с одной стороны, по их составу можно судить о типе исходного ОВ НГМП, условиях его накопления, степени зрелости, а с другой — получить

информацию о вторичных преобразованиях нефти в залежи, в частности, о биодеградаци и процессах третичной миграции нефти.

4.4.1 Нормальные алканы и изопреноиды

В двух образцах битумоидов из среднепермских аргиллитов распределение н-алканов и изопреноидов в средней фракции различное (рис. 39). Пробы отобраны в разных частях впадины и с разной глубины (скв. F-10 глубина 4293,10 м и скв. В-56 — 2530,13 м), поэтому на состав алканов повлияло как состав исходного ОВ, так и преобразование в зоне катагенеза под действием повышенных пластовых температур.

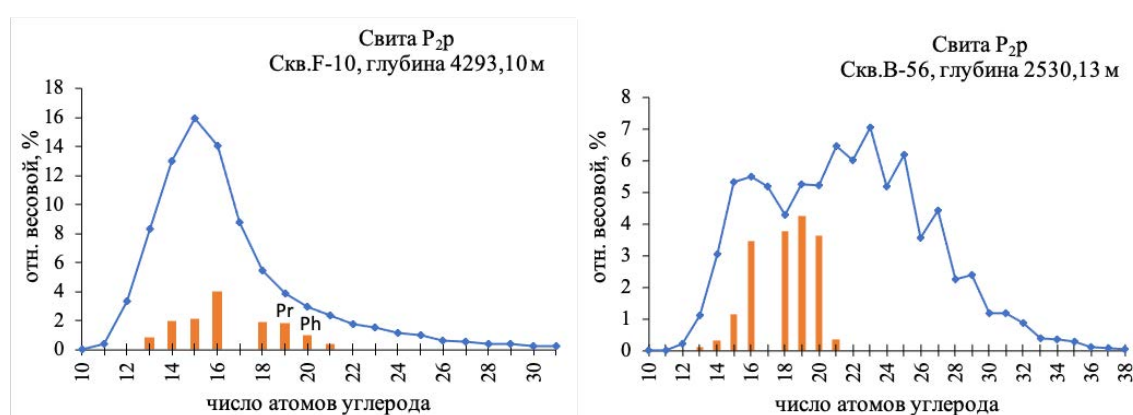


Рисунок 39. Пример распределения алкановых углеводородов $n-C_{10}-C_{38}$ в составе битумоидов среднепермских нефтегазоматеринских пород впадины Фукан

Для битумоидов среднепермских аргиллитов с глубины 4293,10 м из скв. F-10, пробуренной в северо-восточной части впадины на склоне выступа Шащи, распределение н-алканов носит одномодальный характер с максимумом $n-C_{15}$ (рис. 39). Среди нормальных алканов преобладают относительно низкомолекулярные гомологи, $TAR = 0,04$. Коэффициент $OER = 0,93$ близок к единице (табл. 6). Среди изопреноидов выше концентрации более низкомолекулярных $iC_{13} - iC_{16}$, чем $iC_{18} - iC_{19}$ (Pr) – iC_{20} (Ph). Распределение алканов и коэффициенты характеризуют более высокую относительную степень зрелости ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей из скв. F-10 (4293,10 м). На диаграмме Кеннона-Кессоу оба образца располагаются рядом, они накапливались в прибрежных, лагунных и/или озерно-дельтовых обстановках осадконакопления в умеренно восстановительных придонных условиях (рис. 40). Это подтверждает также коэффициент $Pr/Ph = 1,87$.

Таблица 6

Геохимические коэффициенты, рассчитанные по составу биомаркеров в битумоидах нефтегазоматеринских пород

Скважина	Глубина, м	Свита	Тип породы	Нормальные алканы и изопреноиды						Терпаны и стераны			
				$\frac{\sum_{\text{нечет.}}}{\sum_{\text{чет.}}}$	ОЕР	TAR	Pr/Ph	Pr/ n-C ₁₇	Ph/ n-C ₁₈	β -каротан /n-C ₂₅ H ₅₂	t19/t23	GI	Ster/17 α Нор
F-10	4293,10	P _{2p}	аргиллит	1,01	0,93	0,04	1,87	0,21	0,18	0,72	0,26	0,24	0,15
B-56	2530,13	P _{2p}	аргиллит	1,20	1,36	0,51	1,16	0,82	0,85	0,34	0,12	0,22	0,49
SQ-2	2553,3	P _{2p}	аргиллит	1,29	1,36	0,37	1,42	1,01	0,61	1,40	0,08	0,10	0,18
KT-1	5220,18	P _{2p}	аргиллит	1,02	0,99	0,06	1,60	0,19	0,15	0,49	0,27	0,43	0,21
F-10	3411,44–3411,52	T _{2k}	углистый аргиллит	1,19	1,24	0,51	2,21	1,04	0,47	—	0,24	0,06	0,02
F-10	3370,48–3370,65	T _{2k}	аргиллит	1,12	1,07	0,24	2,47	0,42	0,19	—	0,58	0,20	0,06
F-9	4210,5	T _{2k}	аргиллит	1,03	1,04	0,62	2,08	0,75	0,37	—	0,47	0,18	0,06
F-5	4639,87	T _{2k}	аргиллит	0,98	0,98	0,09	1,19	0,11	0,10	—	1,33	0,18	0,18
M-7	4430–4432	J _{2x}	аргиллит	0,99	1,07	0,11	0,83	0,49	0,56	—	0,17	0,25	0,65
F-2	3685–3690	J _{2x}	углистый аргиллит	1,16	1,52	0,31	6,29	2,43	0,37	—	1,43	0	0,07
FD-8	2752	J _{1s}	аргиллит	1,04	1,02	0,41	2,47	0,58	0,20	—	0,95	0,06	0,17
F-2	3780–3785	J _{1s}	аргиллит	1,03	1,01	0,29	1,55	0,75	0,58	—	0,26	0,14	0,28
F-11	4204,58	J _{1b}	аргиллит	1,04	1,00	0,45	2,02	0,56	0,28	—	0,35	0,08	0,24
F-2	4285–4290	J _{1b}	аргиллит	1,05	1,02	0,33	2,03	0,96	0,51	—	0,39	0,06	0,15
B-82	3399	J _{1b}	аргиллит	1,48	2,14	2,55	5,81	4,03	0,68	—	0,63	0,12	0,07

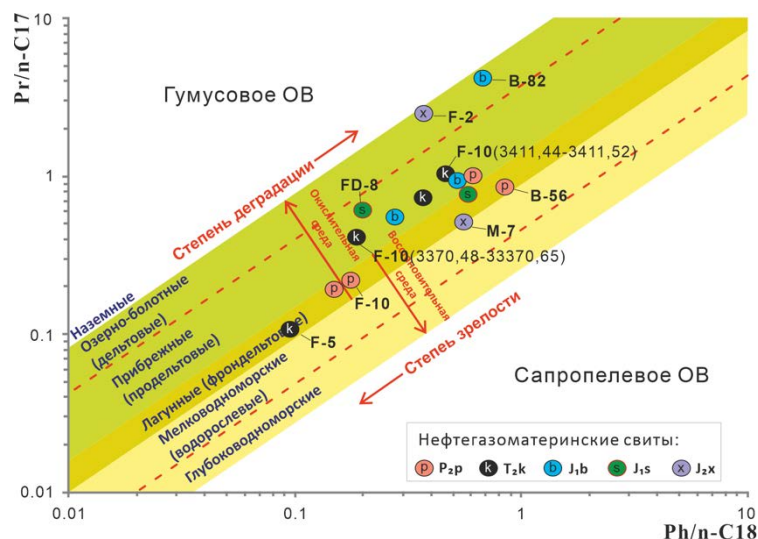


Рисунок 40. Определение типа органического вещества нефтегазоматеринских пород, фациальных условий седиментации и степени его зрелости (диаграмма Кеннона-Кессоу), ($Pr/n-C17$, $Ph/n-C18$ в логарифмическом масштабе)

Для битумоидов аргиллитов, отобранных в своде выступа Бейсаньтай (скв. В-56), в распределении n -алканов отмечается два максимума $n-C_{23}$ и $n-C_{16}$ — смешанный тип исходного ОБ. Среди алканов $n-C_{23}$ – $n-C_{31}$ преобладают нечетные гомологи.

Нечетность среди высокомолекулярных n -алканов и повышенная их концентрация типичный признак истинных хемофоссилий восков высшей растительности, поскольку воски содержат нечетные высокомолекулярные n -алканы и четные высокомолекулярные жирные кислоты, из которых при декарбоксилировании образуются дополнительное количество нечетных n -алканов. Обстановки и условия седиментации совпадают с образцом из скв. F-10 ($Pr/n-C_{17} = 0,21$ и $Ph/n-C_{18} = 0,18$), но в относительной концентрации изопреноидов — меньше низкомолекулярных гомологов, чем iC_{18} , Pr, Ph, что указывает на относительно более низкую степень преобразования ОБ, это также видно на диаграммах (рис. 39, 40).

Распределение нормальных алканов и изопреноидов в битумоидах ОБ среднетриасовых НГМП отличается многообразием (рис. 41).

В битумоиде углистых аргиллитов ($HI = 319,02$ мг УВ/г Сорг) из интервала 3411,44–3411,52 м (скв. F-10) среди гомологов n -алканов преобладают $n-C_{15}$ – $n-C_{25}$, максимум приходится на $n-C_{21}$, значение коэффициента TAR = 0,51 (табл. 6), что характерно для аквагенного исходного ОБ с высокой долей некромы бентосных многоклеточных сосудисты растений и фитопланктонных одноклеточных водорослей. Дополнительный максимум на $n-C_{33}$ может быть связан с составом некромы бактерий, поскольку высокомолекулярные n -алканы и жирные кислоты также характерны для липидов живого

вещества бактерий. Нечетные гомологи (НЧ) н-алканов преобладают над четными (Ч) (НЧ/Ч = 1,19, ОЕР = 1,24), особенно в высокомолекулярной области (n-C₂₅–n-C₃₃), поэтому можно предположить, что ОВ менее преобразовано и реализовало свой потенциал еще не полностью. Среди изопреноидов преобладают Pr, соотношение Pr/Ph = 2,21, что указывает на слабовосстановительную обстановку седиментации и раннего диагенеза.

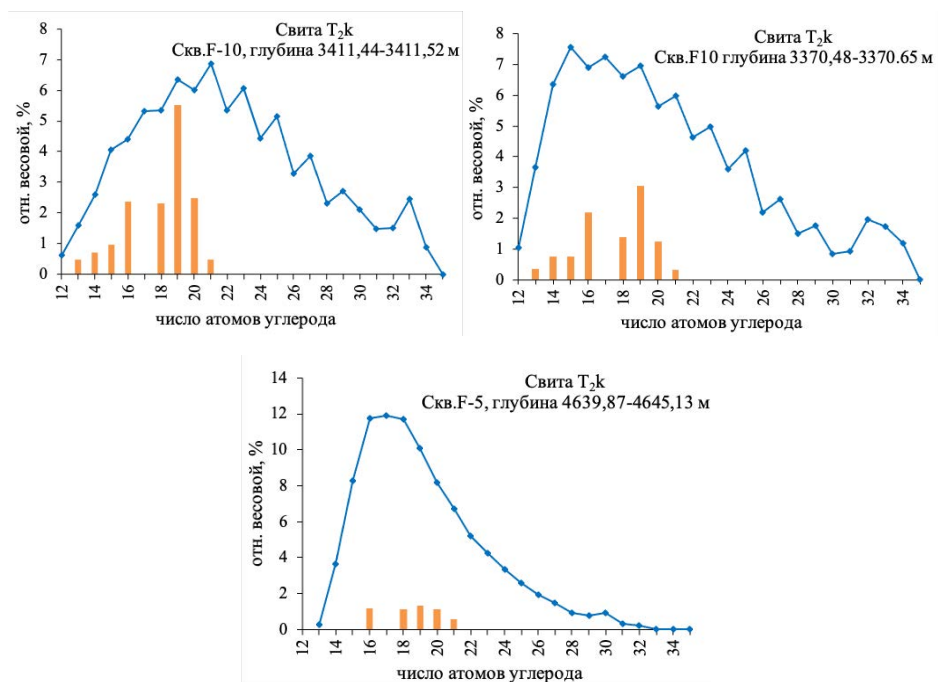


Рисунок 41. Примеры распределения алкановых УВ n-C₁₂–C₃₆ в составе битумоидов среднетриасовых нефтегазоматеринских пород (свита Карамай) впадины Фукан

В битумоидах темно-серых аргиллитов (3370,48–3370,65 м, скв. F-10) наблюдается такое же бимодальное распределение н-алканов, как в битумоидах углистых аргиллитов, но первый максимум приходится на n-C₁₅, что указывает на большой вклад ОВ озерных фитопланктонных водорослей (рис. 41). Отсюда и низкие значения коэффициента TAR = 0,24. Распределение н-алканов носит «пилообразный» характер с преобладанием НЧ гомологов (НЧ/Ч = 1,12, ОЕР = 1,07), преобразованность ОВ по данным пиролиза (T_{max} = 440 °С) оказалась не слишком низкой. Соотношение Pr/Ph = 2,47 указывает на слабовосстановительный режим в диагенезе. Судя по соотношению изо- и н-алканов, осадки вместе с ОВ отлагались в прибрежных обстановках, в которых могло формироваться ОВ смешанного типа (рис. 39).

В битумоидах темно-серых аргиллитов с глубины 4639,87–4645,13 м (скв. F-5, NI = 43,95 мг УВ/г Сорг) отмечается одномодальное распределение с максимумом приходится на n-C₁₆–n-C₁₈, что указывает на большой вклад ОВ озерных фитопланктонных водорослей

(рис. 41). На это указывает также незначительные концентрации высокомолекулярных гомологов с незначительным вторым максимумом на $n\text{-C}_{30}$. Отсутствие «пилообразной» конфигурации и низкие концентрации изопреноидных УВ можно объяснить большей зрелостью ОБ. По соотношению пристана к фитану ($\text{Pr}/\text{Ph} = 1,19$) и $\text{НЧ}/\text{Ч} < 1$ (табл. 6) можно предполагать восстановительный режим в седиментогенезе и раннем диагенезе. Коэффициент ОЕР близкий к единице (0,98) и плавное уменьшение n -алканов от среднемолекулярных к высокомолекулярным n -алканам указывают на достаточно высокую преобразованность ОБ (градация катагенеза — МК_3 и более). Вероятно, более высокая зрелость явилась причиной низкого значения водородного индекса керогена II типа, поскольку генерационный потенциал был реализован в большей мере.

В образцах битумоидов из ниже-среднеюрских аргиллитов, отобранных в разных частях впадины и с разной глубины, распределение n -алканов и изопреноидов в средней фракции очень отличается (рис. 42). К сожалению, по имеющимся данным невозможно определить к какому типу битумоидов они относятся — автохтонному, параавтохтонному или остаточному. Определенно, тип исходного ОБ был смешанный с разной долей сапропелевой и гумусовой составляющей.

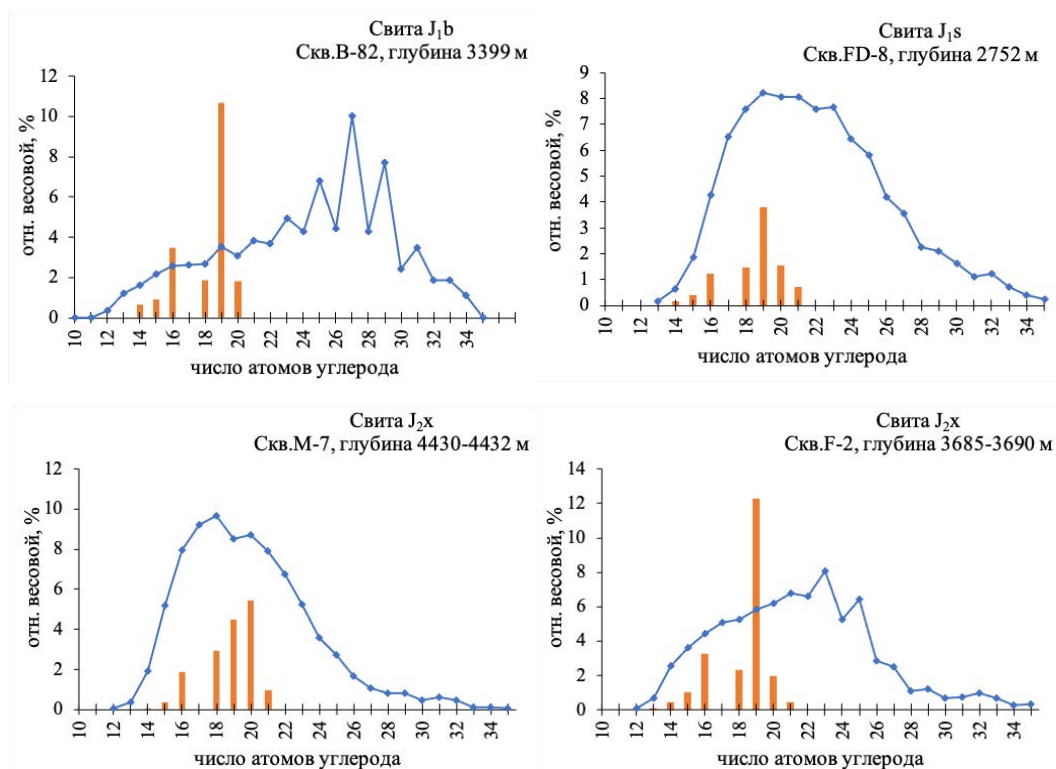


Рисунок 42. Примеры распределения алкановых углеводородов $n\text{-C}_{12}\text{--C}_{36}$ в составе битумоидов ниже-среднеюрских нефтегазоматеринских пород (свиты Бадаовань, Саньгунхэ, Сишаньяо) впадины Фукан

Наибольшее значение отношения $\text{Pr}/\text{Ph} = 6,25$ отмечается в битумоидах

сишаньяоских аргиллитов для образца, отобранного на выступе Байцзяхай (скв. F-2, глубина 3685–3690 м), что свидетельствует об относительно окислительных условиях осадконакопления и большем привносе террагенного гумусового ОВ, что также подтверждается наличием тонкого угольного прослоя в разрезе над образцом. Наименьшее значение $Pt/Ph = 0,82$ отмечается в образце битумоида из зоны Гумуди (скв. M-7, глубина 4430–4432 м), т.е. исходное ОВ отлагалось в восстановительных условиях (Peters et al., 2005), а также возможна миграция аллохтонных углеводородных флюидов из нижележащих НГМП. На диаграмме Кеннона-Кессоу видно, что осадки накапливались в прибрежных озерных и/или озерно-болотных условиях, куда сносились фрагменты целлюлозно-лигниновых тканей высшей растительности (рис. 40).

4.4.2 Терпаны и стераны

Данные из опубликованных материалов (Chen et al., 2016) показывают, что высокое содержание β -каротана представляет собой уникальный биомаркерный показатель битумоидов (нефтей), которые образовались из ОВ среднепермских пиндицюаньских НГМП в Джунгарском НГБ. Наши исследования показали, что в битумоидах ОВ среднепермских НГМП впадины Фукан тоже присутствует β -каротан. Его относительная концентрация даже выше, чем нормального пентокозана ($n-C_{25}H_{52}$) в образцах, отобранных в северной части выступа Бейсаньтай (скв. SQ-2, 2553,3 м), а значение отношения β -каротан/ $n-C_{25}H_{52} = 1,40$ (табл. 6), что свидетельствует о восстановительных условиях накопления ОВ НГМП в озере. В-каротан практически отсутствует в битумоидах среднетриасовых и нижне-среднеюрских НГМП. Можно сделать вывод, что от среднепермской эпохи до юрского периода соленость вод озер во впадине Фукан имеет тенденцию к снижению.

Сделанный вывод подтверждается значениями гаммацеранового индекса (GI). Как отмечалось ранее, гаммацеран образуется из тетрахиманола, содержащегося в липоидах живого вещества галофильных бактерий, поэтому он характеризует повышенную соленость вод бассейна осадконакопления. Значения этого индекса для большинства битумоидов ОВ среднепермских НГМП меняется от 0,2 до 0,44, что указывает на солонатоводную или соленую обстановку, а значение коэффициента для ОВ среднетриасовых и нижне-среднеюрских НГМП ниже 0,2, что напрямую зависит от количества гаммацерана. Возможно, ОВ этих отложений накапливалось в более пресноводных условиях (рис. 43).

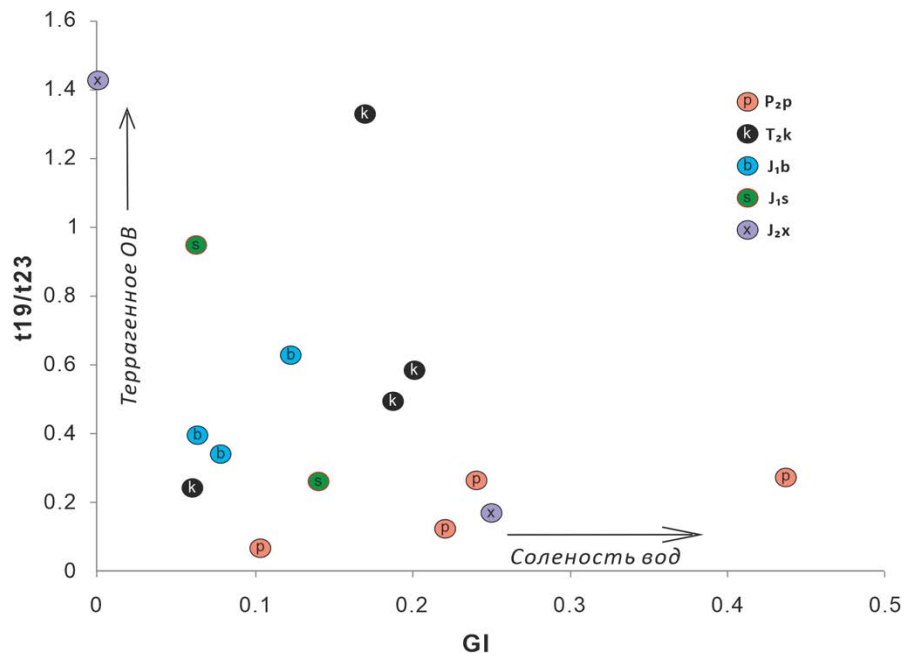


Рисунок 43. Изменение доли террагенного гумусового органического вещества в нефтегазоматеринских породах разного возраста и солености вод озерных бассейнов их седиментации (GI — гаммацерановый индекс, $t19/t23$ — соотношение хейлантанов)

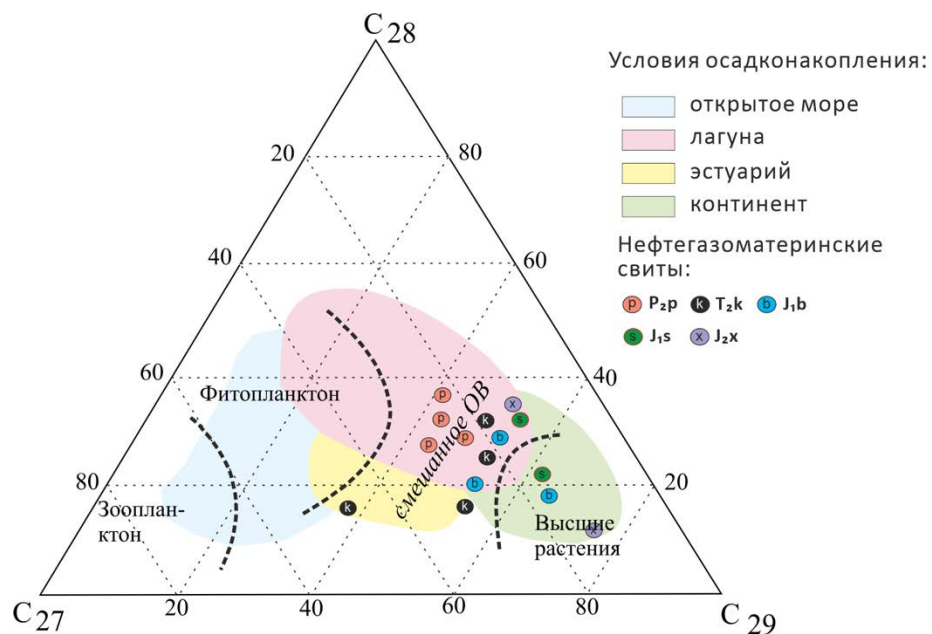


Рисунок 44. Фациальные условия седиментации и вид биопродуцентов органического вещества основных нефтегазоматеринских пород по соотношениям регулярных стеранов $C_{27}H_{48}$, $C_{28}H_{50}$ и $C_{29}H_{52}$ (относительные %)

Судя по соотношению трициклических терпанов (хейлантанов) $t19/t23$ (рис. 43) и относительному содержанию регулярных стеранов C_{27} – C_{29} (рис. 44), источником исходного ОВ для среднепермских НГМП, которые накапливались в лагуне или соленом озере, являлся озерный фитопланктон, вклад высшей растительности невелик, а для ниже-среднеюрских

НГМП — водоросли и высшая растительность, они в основном отлагались в эстуарии или мелководном внутри континентальном пресноводном озере, где накапливалось больше некромы высших растений — гумусового ОВ. ОВ среднетриасовых НГМП в одних образцах (углистых аргиллитах) представлено остатками фитопланктонных водорослей, в других — с большей долей гумусовой составляющей, накопление которого происходило как в слабосоленоватоводном, так и пресноводном озере.

В битумоидах ОВ всех НГМП концентрация пентациклических терпанов (гопаны C₂₉–C₃₅, 17 α Нор) превосходит концентрацию стеранов (Ster) — Ster/17 α Нор = 0,02–0,65 (табл. 6). При этом, меньшие значения коэффициента отмечаются в битумоидах среднетриасовых и юрских НГМП (0,02–0,07), что вероятнее всего указывает на большее участие некромы бактерий в формировании их органического вещества.

Таким образом, биомаркерный анализ показан, что рассмотренные выше различия и сходства в составе и распределении углеводов-биомаркеров (н-алканов, изопреноидов, терпанов и стеранов) свидетельствуют о разном типе ОВ битумоидов разновозрастных НГМП: преимущественно сапропелевом (фитопланктонно-бактериогенное) битумоидов среднепермских НГМП и преимущественно гумусовом (липиды высших наземных растений) в образцах ниже-среднеюрских НГМП, формирование которых протекало в разных частях впадины как в окислительных, так и восстановительных обстановках (Pr/Ph = 0,82–6,25). В среднетриасовых НГМП отмечается как чисто фитопланктонное, так и смешанное ОВ.

4.5 Компьютерное моделирование процессов генерации

Практика поисков и разведки месторождений нефти и газа в континентальных осадочно-породных бассейнах свидетельствует о том, что положение очага генерации и длительность нахождения в нем нефтегазоматеринских пород (НГМП) контролирует распределение скоплений нефти и газа (Ну, 1982). Как было рассмотрено в разделе 4.3, в осадочном разрезе впадины Фукан выделено три основные нефтегазоматеринские толщи, в разных частях впадины они находились в разных термобарических условиях, поэтому в настоящее время зрелость органического вещества в одной и той же материнской толще может быть различной. Для выявления залежей углеводородных флюидов (УВ-флюиды) в регионе необходимо не только изучить некоторые необходимые статические геологические элементы (НГМП, коллекторы, покрышки, ловушки), но и определить процессы образования, аккумуляции УВ-флюидов, и возможное разрушение скоплений нефти и газа.

4.5.1 Генерация углеводородных флюидов

Для расчета степени реализации потенциала генерации углеводородных флюидов основных НГМП во впадине Фукан были выполнены реконструкция во времени истории погружения, термической эволюции и процессов генерации. При моделировании органическое вещество для среднепермских (P_{2p}) и среднетриасовых (T_{2k}) материнских пород, как и по данным геохимических исследований, было отнесено к гумусово-сапропелевому типу II, а для юрских — к гумусовому типу III (BMOD-1D LLNL). Смоделированные значения показателя отражения витринита (R^o) в модели согласуются с измеренными значениями R^o , что показывает правильность результатов восстановления термической эволюции региона (рис. 45).

По результатам моделирования высокие скорости осадконакопления как в центре впадины Фукан, так и на ее восточном склоне происходили в среднепермскую, раннетриасовую и раннеюрскую эпохи (рис. 45). Погружение фундамента впадины в разных частях было неравномерное — в центре больше, чем на восточном склоне, это привело к различиям в реализации нефтегенерационного потенциала одной и той же материнской свиты в разных частях впадины.

Среднепермские НГМП. В центре впадины (скв. D-1) среднепермские НГМП

вошли в главную зону нефтеобразования ($R^o > 0,5\%$) в среднетриасовую эпоху (238 млн лет назад), интенсивные процессы генерации нефти происходили в среднетриасовую и раннеюрскую эпохи. Процесс генерации нефти был относительно недолгим, длился только до средней юры (177 млн лет назад). На восточном склоне впадины (скв. F-10) генерация нефти в среднепермских НГМП началась в поздне триасовую эпоху (200 млн лет назад), на 38 млн лет позже, чем в центре впадины. Зрелость ОВ глинистых аргиллитов свиты Пиндицюань (P_{2p}) восточного склона впадины указывает на продолжение процессов генерации нефти и в настоящее время (рис. 45, 46).

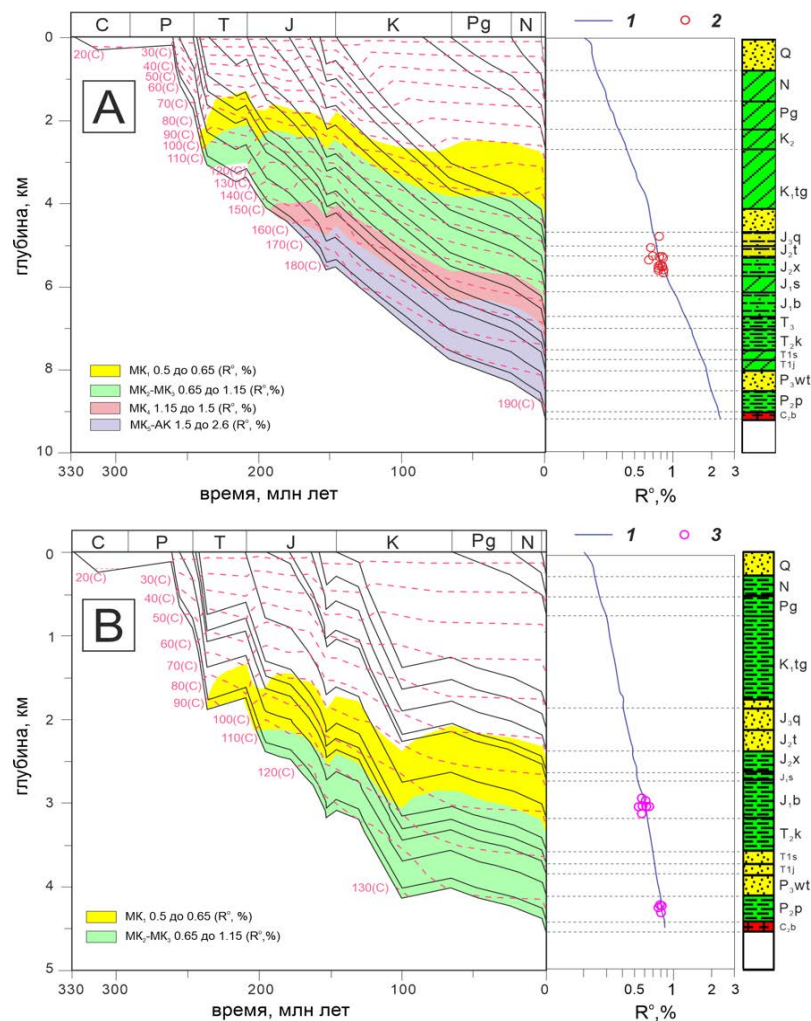


Рисунок 45. Изменение пластовых температур и зрелости органического вещества в истории погружения фундамента впадины Фукан по данным бурения: А — в центре впадины (скв. D-1), В — на восточном склоне впадины (скв. F-10)

Условные обозначения: 1 — распределение R^o с глубиной в современном разрезе впадины, вычисленное для этой модели, 2–3 — измеренные в породе значения R^o

Среднетриасовые НГМП в разных частях впадины имеют такой же неравномерно реализованный нефтегенерационный потенциал. В центре впадины они начали генерировать микроневфть в раннеюрскую эпоху (195 млн лет назад), в позднеюрскую достигли пика генерации. На восточном склоне впадины они вошли в главную зону нефтеобразования в раннемеловое время (122 млн лет назад), но интенсивные процессы генерации жидких УВ-флюидов еще не происходили — в настоящее время объем генерации нефти относительно низкий (рис. 46).

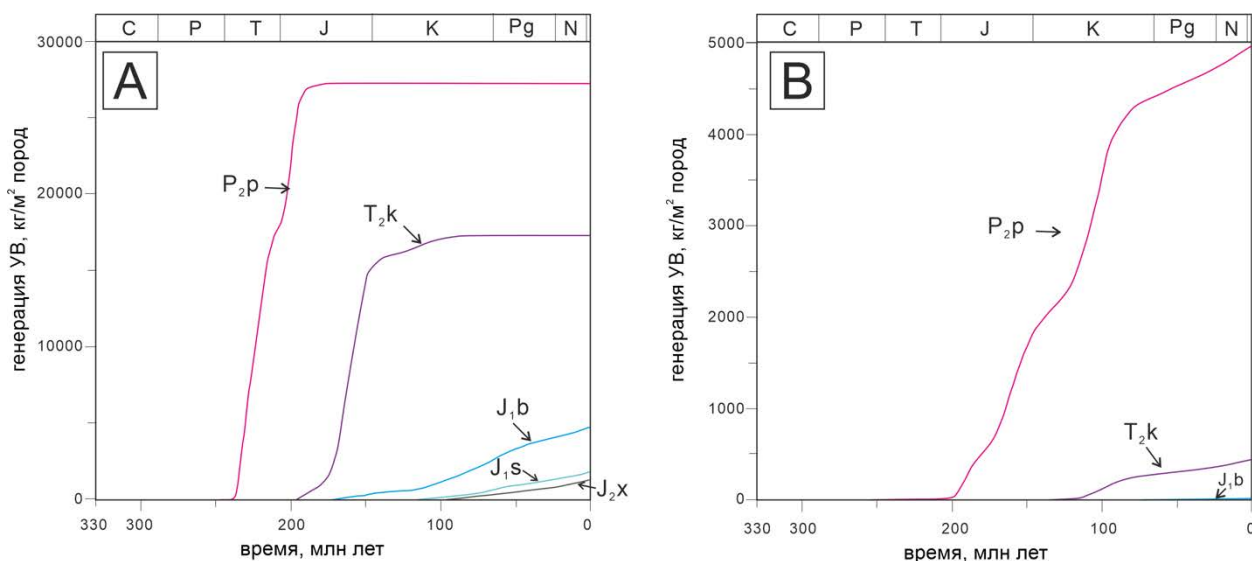


Рисунок 46. Генерация жидких УВ в истории погружения восточной части впадины Фукан, моделирование по данным бурения в центре впадины — скв. D-1 (А), на восточном склоне впадины — скв. F-10 (Б)

Юрские НГМП. В центральной части впадины отложения Бадаованьской (J_1b) свиты вошли в главную зону нефтеобразования в среднеюрскую эпоху (171 млн лет назад), породы Саньгунхэской (J_1s) и Сишаньяоской (J_2x) свит позже — в позднемеловую эпоху. При этом юрские НГМП генерировали жидкие УВ-флюиды, но меньше, чем среднепермские и среднетриасовые. Хотя нижнеюрские материнские породы на восточном склоне впадины были зрелыми ($R^0 = 0,5-0,65\%$), но почти не генерировали нефть (рис. 45, 46).

Таким образом, на основании компьютерного моделирования можно предполагать, что поиски нефтяных залежей в пермских и триасовых отложениях в центре впадины не

перспективы, поскольку они «постзрелые», при этом, здесь разведка должна быть сосредоточена на юрских или более молодых образованиях. На прибортовых частях впадины интенсивная генерация нефти проходила только в среднепермских НГМП. Среднетриасовые и юрские НГМП на склонах генерировали нефти в незначительных количествах, но в более погруженной части впадины они могли обеспечивать формирование нефтяных залежей в ловушках разного генезиса.

4.5.2 Зрелость органического вещества пород

На основании результатов 1D моделирования «зрелости» органического вещества по нескольким скважинам, пробуренных в погруженной части восточного склона впадины Фукан, и в совокупности с данными значений R^o , измеренных в пределах восточных выступов обрамления, были построены карты «зрелости» органического вещества среднепермских, среднетриасовых и нижнеюрских (свита Бадаовань) материнских пород восточной части впадины Фукан (рис. 47, 48, 49), поскольку они генерировали большую часть нефтей залежей рассматриваемого региона.

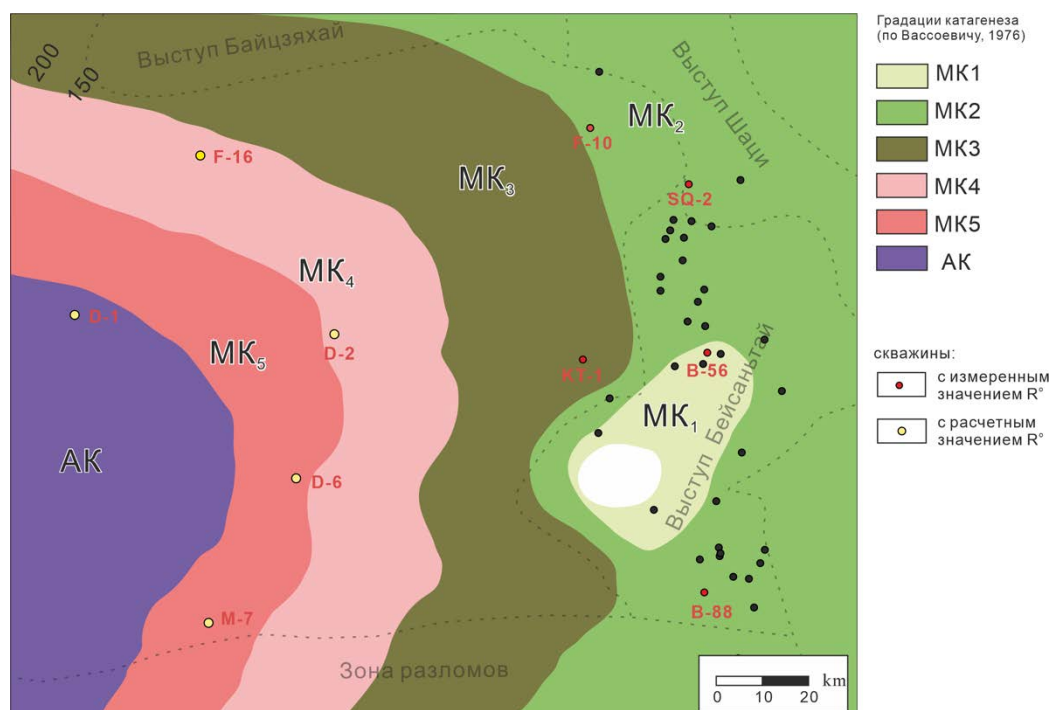


Рисунок 47. Прогноз катагенетической зрелости среднепермских нефтегазоматеринских пород (подошва свиты Пиндицюань) в восточной части впадины Фукан

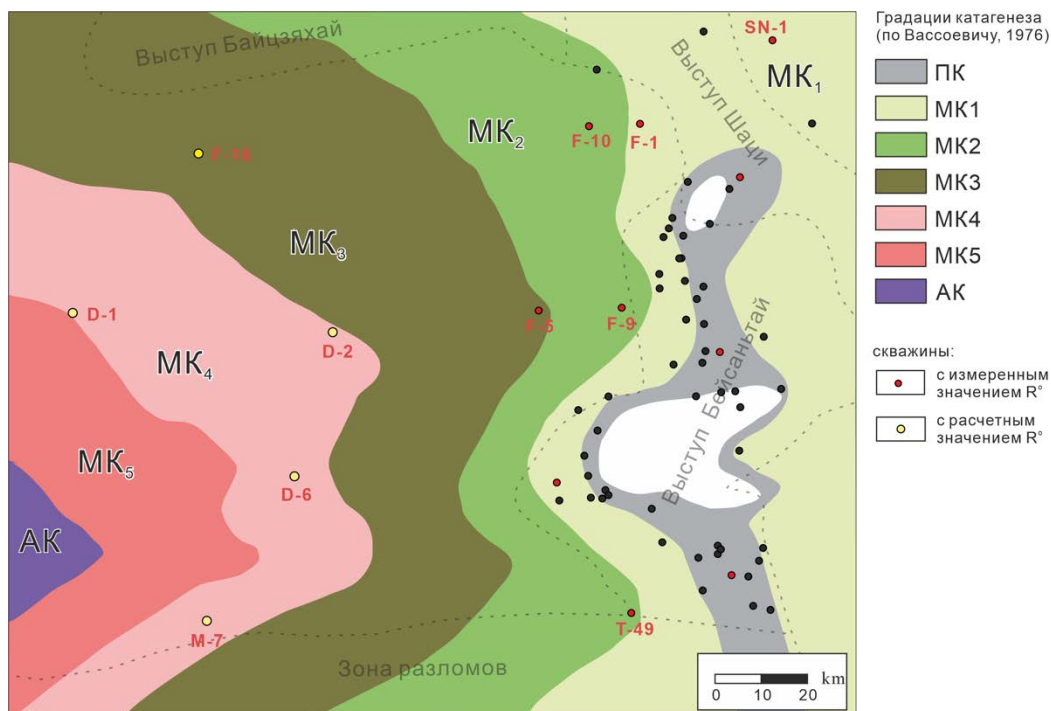


Рисунок 48. Прогноз катагенетической зрелости среднетриасовых нефтегазоматеринских пород (подоиша свиты Карамай) в восточной части впадины Фукан

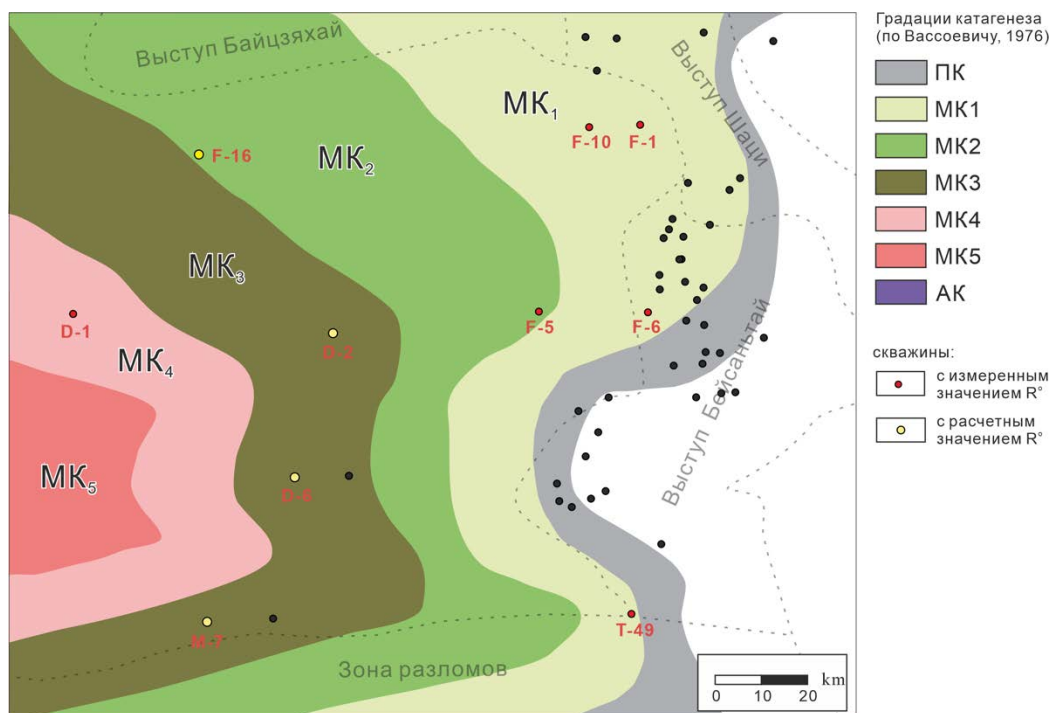


Рисунок 49. Прогноз катагенетической зрелости нижнеюрских нефтегазоматеринских пород (подоиша свиты Бадаовань) в восточной части впадины Фукан

Согласно результатам анализа замеров R° и бассейнового геолого-геохимического

моделирования, среднепермские НГМП в центральной части впадины, где глубина их залегания более 8000 м, достигли градаций катагенеза МК₄–АК. На восточном и северном склонах впадины зрелость среднепермских НГМП изменяется до градации МК₃. В пределах выступов Бейсаньтай и Шацци оценивается градациями МК₁–МК₂ (рис. 47).

Катагенетическая зрелость среднетриасовых НГМП изменяется в широких пределах: МК₄–АК — в центральной части впадины, МК₂–МК₃ — на восточном и северном склонах впадины, ПК–МК₁ — на выступах Бейсаньтай и Шацци (рис. 48).

В основании восточного склона впадины бадаованьские НГМП находятся в главной зоне нефтеобразования (градации МК₁–МК₃) и могут генерировать небольшое количество жидких УВ-флюидов (рис. 46В, 49). Более высокая степень катагенетического преобразования (градации МК₄–МК₅) отмечается в центре впадины, где рассчитанный объем генерации нефти около 4600 кг/м² породы (рис. 46А) и уже происходила генерация углеводородных газов.

Таким образом, из-за тектонического положения в настоящее время органическое вещество разновозрастных НГМП в пределах впадины находится на разных градациях мезокатагенеза, поэтому их нефтегенерационный потенциал реализован неравномерно.

Глава 5. Свойства и состав нефтей залежей восточной части впадины

Фукан

Восточная часть впадины Фукан является одним из основных поисково-разведочных районов Синьцзянского нефтяного филиала компании «PetroChina». На ее территории были открыты нефтяные месторождения — Шабей, Шанань, Бейсантай, Саньтай, Сицюань и Ганхэ, на которых пробурено большое количество эксплуатационных скважин с высокими дебитами нефти. Хотя продуктивные нефтяные пласты были обнаружены в широком стратиграфическом диапазоне от верхнего отдела каменноугольной системы до палеогена, основные залежи находятся в пермском, триасовом и юрском нефтегазоносных комплексах (НГК). Целью данного исследования было проанализировать физико-химические параметры и молекулярный биомаркерный состав нефтей залежей этих комплексов для определения генетической связи нефтей с разновозрастными НГМП.

Данные молекулярного состава УВ нефти отражают в первую очередь генетические моменты, т.е. определенные связи с тем или иным типом исходного для нефтей органического вещества (ОВ), а часто с теми или иными типами организмов, панлипоидины которых были предшественниками нефтяных УВ. Это позволяет исследовать связи нефтей данных залежей с ОВ определенных нефтепроизводящих толщ. Сопоставление данных молекулярного состава УВ нефти и рассеянного в породах органического вещества, полученных одинаковыми методами, дает возможность более уверенно определять очаги нефтеобразования, условия формирования скоплений в процессе вторичной миграции.

В молекулярном составе УВ отражаются и вторичные процессы изменения нефти в залежи, например, такие, как биodeградация (биохимическое окисление), т.е. изменение состава нефти в процессе метаболизма аэробных углеводородокисляющих бактерий в залежи. Степень таких изменений позволяет геологу восстановить геологическую ситуацию, которая могла обеспечить протекание этого процесса (проникновение в залежь инфильтрационных вод, несущих кислород, зоны контакта с этими водами и т.д.). Как в групповом, так и в молекулярном составе нефти отражаются и такие процессы, как химическое окисление и третичная миграция в основном легких компонентов при переформировании и разрушении залежи.

Изучение углеводородов-биомаркеров дают возможность коррелировать состав и свойства углеводородных флюидов, разделенных в пространстве скоплений, и определить их генетическую связь с ОВ выделенных в осадочном разрезе впадины Фукан нефтегазоматеринских пород.

5.1 Физические свойства нефтей

Физические свойства нефти зависят от ее химического состава, т. е. по физическим свойствам нефти, можно предположительно оценивать ее групповой и молекулярный состав. Существует основная закономерность — чем выше плотность нефти, тем, соответственно, меньше бензиновых фракций и больше в ее составе смолисто-асфальтеновых веществ, и тем выше ее вязкость.

Физические свойства изученных нефтей и их состав в разных регионах впадины Фукан существенно различаются: в залежах разных НГК встречены нефти средней плотности (870–920 кг/м³), легкие нефти (<870 кг/м³) и относительно тяжелые (>920 кг/м³), маловязкие (<10 мПа·с), вязкие (10–100 мПа·с), высоковязкие (100–1000 мПа·с) и сверхвязкие (>1000 мПа·с). Физико-химические параметры нефтей были проанализированы по отдельным структурно-тектоническим элементам впадины и стратиграфическим НГК (табл. 7). В скважинах отбиралось несколько проб нефтей на разной высоте залежи, поэтому в таблице 7 указаны вариация свойств и параметров, поскольку закон гравитации перераспределяет компоненты — более высокомолекулярные ближе к водонефтяному контакту, что увеличивает плотность нефтей. Следует отметить, что поскольку нефти отбирались в разных частях одной впадины, глубина залегания залежей в НГК различная. Абсолютная плотность нефти измерялась при стандартных условиях, динамическая вязкость — при 50 °С, определение содержания твердых парафинов — по стандарту GB/T 26982-2011. Далее будут сравниваться физико-химические параметры нефтей (плотность, вязкость, содержание твердых парафинов) в залежах структурных элементов восточной части впадины Фукан — выступов Шацзи, Бейсаньтай, зоны Разломов и восточного склона впадины (рис. 10).

Нефти пермских залежей (пробы из 4 скважин). Залежи нефти в пермских отложениях расположены в основном в пределах выступа Бейсаньтай (на месторождениях Бейсаньтай, Шанань и Сицюань) и на восточном склоне впадины (в районе скв. КТ-1).

Нефти в верхнепермских залежах (P_{3wt}) на месторождении Бейсаньтай, находящегося в своде выступа (1534–1600 м), имеют высокую плотность от 932 до 949 кг/м³, вязкость — 733,11–1162,92 мПа·с, содержание твердых парафинов — 0,67–1,02%. Структура месторождения осложнена разломами во время II фазы яньшаньской тектонической активизации, по которым могла проникать с поверхности вода — залежи тектонически экранированные (рис. 15). Нефти залежей в верхнепермских отложениях месторождений Шанань и Сицюань, находящихся на северном и западном склонах выступа (1747–1893 м, 2015–2027 м), в отличие от вышеописанных, отнесены к легким по плотности (815–853 кг/м³) и характеризуются небольшими значениями вязкости, которая в среднем составляет 8,62 мПа·с (вариации 4,86–16,6 мПа·с), содержание твердых парафинов колеблется от 4,15 до 9,3%. Залежи в основном структурные литологически экранированные (рис. 15). В залежах восточного склона впадины (5000–5100 м) отмечается уменьшение плотности нефти — в среднем до 815 г/см³ (район скв. КТ-1). Пластовые температуры на этих глубинах высокие (Т_{пл} = 127 °С), может проходить термическое преобразование с увеличением легких компонентов. Таким образом, плотность и вязкость нефтей пермских залежей уменьшается от свода выступа Бейсаньтай к залежам восточного склона впадины и далее к его основанию (табл. 7).

Нефти триасовых залежей (пробы из 6 скважин). Залежи нефти в триасовых породах установлены в пределах выступа Бейсаньтай (на месторождениях Шанань и в южной части выступа), зоны Разломов (на месторождении Саньтай) и восточного склона впадины. Все изученные пробы нефти отобраны из среднетриасовых отложений (свита Карамай). В соответствии с диапазоном изменения плотности (836–850 кг/м³), легкие нефти в основном находятся в залежах месторождений Шанань (2305–2339 м) и на восточном склоне впадины (4535–4541 м). Нефть средней плотности 870–920 кг/м³ отмечена в основном в зоне Разломов на месторождении Саньтай и в южной части выступа Бейсаньтай (район скважины В-22). Величина вязкости всех нефтей повышается с увеличением плотности — от 7,06 до 614,7 мПа·с. Содержание твердых парафинов для легких нефтей в среднем составляет 7,22%, а для нефтей средней плотности — 4,58% (табл. 7). Территориально отмечается такая же тенденция изучения плотности как и в пермских залежах и причины вероятно те же (рис. 15)

Нефти юрских залежей (пробы из 8 скважин). Рассмотрены нефти юрских залежи в пределах выступа Шаца (на месторождении Шабей), зоны Разломов (на месторождении Саньтай), впадины Фукан и южной части выступа Бейсаньтай (в районе скважин FD-16, В-10, В-24).

В целом, нефти ниже-среднеюрских отложений впадины Фукан (2990–3229 м, 3454–3461 м) и нефти среднеюрских залежей выступа Шаца (1382–1478 м) относятся к легким, плотность которых изменяется от 800 до 828 кг/м³, с низкой вязкостью, в среднем — 2,78 мПа·с (вариации 0,91–6,60 мПа·с). В нефтях, отобранных на месторождении Шабей, отмечается повышенное содержание твердых парафинов (10,03–12,71%). Твердые парафины — «отпечатки пальцев» восков высшей растительности, что означает увеличение вклада гумусовых компонентов в состав исходного ОВ. Содержание твердых парафинов в нефтях ниже-среднеюрских залежей впадины Фукан — 5,81–9,22% (в среднем 7,24%) (табл. 7). На глубинах более 3 км влияние гипергенных факторов не отмечается, действуют катагенетические и в большей мере температура.

Средние по плотности и тяжелые нефти в средне-верхнеюрских залежах сосредоточены в южной части выступа Бейсаньтай и в зоне Разломов — в районе скважин FD-16, В-10, В-24 и на месторождении Саньтай, где плотность нефти изменяется от 900 до 962 кг/м³, вязкость варьирует в широких пределах и составляет 159,4–10778,61 мПа·с, что дает возможность относить такие нефти к высоковязким и сверхвязким. Содержание твердых парафинов в этих нефтях относительно низкое — в среднем 1,95% (табл. 7). Тяжелые нефти средне-верхнеюрских пород также территориально находятся в том же районе, где и тяжелые нефти других НГК и их физические свойства связаны с гипергенными процессами.

Таким образом, в нижней части юрского разреза в ниже-среднеюрских залежах находятся легкие нефти, вверх по разрезу в средне-верхнеюрских залежах плотность и вязкость нефти увеличивается. В этом же направлении уменьшается содержание твердых парафинов.

Из вышеизложенного следует, что в восточной части впадины Фукан увеличение плотности нефти территориально в основном происходит в пределах выступа Бейсаньтай и в зоне Разломов — в пермских залежах (на глубине 1534–1600 м) в сводовой части выступы Бейсаньтай, в триасовых (2086–2092 м) и юрских (1926–2466 м) залежах южной части

выступа Бейсаньтай и в зоне Разломов (месторождение Саньтай). В этих районах отмечаются системы разломов дислоцирующих породы от пермских до юрских включительно.

По физическим свойствам можно предварительно предположить, что эти нефти должны содержать больше смол и асфальтенов, что, вероятно, связано с вторичными изменениями нефтей в залежах, находящихся в зоне палеогипергенеза, поскольку тектонические условия во впадине в мезозое были не стабильные: во время II фазы Яньшаньского тектогенеза (в конце юры) нефти залежей в сводовой части выступа Бейсаньтай уже претерпели вторичные изменения, во время III фазы (в конце мела) меловые толщи в южной части выступа Бейсаньтай и в зоне Разломов были частично размыты, глубины залегания залежей уменьшились, и при этом, нефти также претерпели вторичные изменения, приведшие к увеличению плотности и вязкости нефти в юрских и триасовых залежах.

Физические свойства меняются не зависимо от возраста пород, в которых находятся скопления, а от условий вторичных преобразований в залежах — в верхних залежах на месторождениях высокая плотность и вязкость, особенно, если отмечаются разломы, нарушенность увеличивается в южной части свода Бейсаньтай и в зоне Разломов.

Таблица 7

Физико-химические параметры нефтей залежей восточной части впадины Фукан

Тектонический элемент	Скважина	Глубина, м	Продуктивный горизонт	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Содержание твердых парафинов, %	Месторождение и район скважины	
выступ Шацц	S-19	1382–1478	J ₂ x	800–814	0,91–2,46	10,03–12,71	Шабей	
выступ Бейсаньтай	северная часть	SQ-13	2305–2339	T ₂ k	842–850	9,89–11,17	5,85–7,12	Шанань
		SQ-3	2015–2027	P ₃ wt	842–846	7,21–10,19	5,31–7,76	
	центральная часть	DQ-3	1534–1600	P ₃ wt	932–949	733,11–1162,92	0,67–1,02	Бейсаньтай
		XQ-1	1747–1893	P ₃ wt	815–853	4,86–16,6	4,15–9,30	Сицюань
	южная часть	FD-16	2022–2040	J ₃ q	931–932	180,4–215,2	1,28–2,65	FD-16
		B-10	1926–1940	J ₂ t	912–923	863,63–970,14	2,02–3,75	B-10
		B-24	2008–2048	J ₂ t	958–962	10550,56–10778,61	0,23–0,78	B-24
зона Разломов	B-22	2086–2092	T ₂ k	906–920	351,36–614,7	3,92–9,06	B-22	
	T-39	2273–2315	J ₃ q	900–906	265,7–286,19	0,80–1,92	Саньтай	
	T-62	2454–2466	J ₂ t	906–942	159,4–292,78	2,52–3,75		
	T-62	2720–2726	T ₂ k	885–906	45,43–593,05	3,31–4,53		
	T-27	2797–2802	T ₂ k	873–875	41,31–45,14	4,15–6,27		
T-60	3235–3240	T ₂ k	870–875	22,68–42,76	3,86–5,77			
впадина Фукан	FD-2	2990–3229	J ₂ t	818–828	5,38–6,60	5,81–6,12	FD-2	
	F-5	3454–3461	J ₁ s	808–809	2,06–2,07	9,18–9,22	F-5	
	F-5	4535–4541	T ₂ k	836–837	7,06–7,23	8,42–8,53		
	KT-1	5000–5100	P ₃ wt	815	3,9	5,63	KT-1	

Таблица 8

Групповой состав исследованных нефтей залежей восточного склона впадины Фукан

Тектонический элемент	Скважина	Глубина, м	Продуктивный горизонт	Групповой состав нефтей, %			
				Насыщенные	Ароматические	Гетероатомные компоненты	
выступ Шацци	S-19	1382–1478	J ₂ x	83,39	10,04	6,57	
выступ Бейсаньтай	северная часть	SQ-13	2305–2339	T ₂ k	76,38	16,2	7,33
		SQ-3	2015–2027	P ₃ wt	82,05	12,15	5,8
	центральная часть	DQ-3	1534–1600	P ₃ wt	47,03	24,87	28,1
		XQ-1	1747–1893	P ₃ wt	81,24	12,63	6,1
	южная часть	FD-16	2022–2040	J ₃ q	52,53	13,89	33,58
		B-10	1926–1940	J ₂ t	54,91	15,6	29,49
		B-24	2008–2048	J ₂ t	30,88	15,87	53,25
B-22		2086–2092	T ₂ k	55,78	15,6	28,62	
зона Разломов	T-39	2273–2315	J ₃ q	61,16	19,76	19,08	
	T-62	2454–2466	J ₂ t	56,12	20,94	22,94	
	T-62	2720–2726	T ₂ k	65,35	14,24	15,41	
	T-27	2797–2802	T ₂ k	67,24	17,78	14,98	
	T-60	3235–3240	T ₂ k	68,86	16,54	14,6	
впадина Фукан	FD-2	2990–3229	J ₂ t	74,33	13,43	12,24	
	F-5	3454–3461	J ₁ s	78,81	12,37	8,82	
	F-5	4535–4541	T ₂ k	76,56	13,75	9,69	
	KT-1	5000–5100	P ₃ wt	85,28	12,06	2,66	

5.2 Групповой состав нефтей

Групповой состав нефти — это относительное содержание в ней насыщенных алкановых и нафтеновых, ненасыщенных ароматических углеводородов (УВ) и гетероатомных компонентов в кислых смолах и асфальтенах.

Групповой состав нефтей залежей в восточной части впадины Фукан значительно различается и имеет неодинаковые характеристики в разных структурных элементах и нефтегазоносных комплексах (НГК) (табл. 8).

Нефти пермских залежей. Насыщенные УВ представляют собой основную группу в большинстве нефтей верхнепермских залежей восточной части впадины Фукан (81,24–85,28%). Однако в нефти залежей сводовой (скв. DQ-3) части выступа Бейсаньтай отмечается снижение содержания насыщенных УВ до 47,03%, возрастание содержания гетероатомных компонентов (28,10%) и увеличение, как уже отмечалось, плотности и вязкости, что вероятнее всего связано с вторичными преобразованиями нефти в залежи.

Нефти триасовых залежей. В нефтях среднетриасовых залежей (свита Карамай) также содержатся преимущественно насыщенные УВ — от 65,35 до 76,56%, в большинстве нефтей отмечается низкое содержание гетероатомных компонентов в кислых смолах и асфальтенах (7,33–15,41%), кроме пробы в скважине В-22 (28,62%),

Нефти юрских залежей. Состав нефтей средне-верхнеюрских залежей южной части выступа Бейсаньтай и зоны Разломов: насыщенные УВ — от 30,88 до 61,16%, ароматические УВ — от 13,89 до 20,94%, гетероатомные компоненты — от 19,08 до 53,25%, самое высокое в скв. В-24, как и плотность. Нефти ниже-среднеюрских отложений (свиты Саньгунхэ и Тоутунхэ) восточного склона впадины и нефти среднеюрской залежи (свита Сишаньяо) выступа Шацзи по групповому составу имеют более высокое содержание насыщенных УВ (74,33–83,39%) и низкое содержание ароматических (10,04–13,43%), а также гетероатомных компонентов (6,57–12,24%).

Таким образом, увеличение содержания гетероатомных компонентов в смолисто-асфальтеновых веществах и уменьшение насыщенных УВ в нефтях верхнепермских залежей сводовой части выступа Бейсаньтай и средне-верхнеюрских отложениях южной части выступа Бейсаньтай и зоны Разломов, а также карамайской залежи в скважине В-22

обусловил их высокую плотность и вязкость. На соотношение насыщенных, ненасыщенных УВ и гетероатомных компонентов в нефти влияет не возраст коллектора, а условия в залежи.

5.3 Изотопный состав углерода нефтей

Изотопный состав углерода нефтей зависит не только от состава исходного ОВ и степени бактериальной переработки его в диагенезе и гипергенезе, но и от фракционирования изотопов углерода в катагенезе (генерации микронепти), а также вторичной миграции углеводородных флюидов в ловушки. При миграции из-за относительного увеличения количества насыщенных углеводородов, обогащенных легкими изотопами ^{12}C , значение $\delta^{13}\text{C}_{\text{нефть}}$ будет относительно снижена. Но это снижение обычно меньше 1,5‰ (Wang, 2000). При этом было отмечено, что мигрировавшие компоненты обогащаются легким изотопом ^{12}C .

Нефти среднеюрских резервуаров выступа Шаца (скважина SQ-19) имеют самый тяжелый изотопный состав углерода, среднее значение $\delta^{13}\text{C} = -26,25\text{‰}$ (рис. 50). Вероятнее всего они образовались из ОВ преимущественно гумусового состава, что подтверждается высоким содержанием твердых парафинов (табл. 7).

Нефти разновозрастных залежей выступа Бейсаньтай, зоны Разломов (скважины FD-16, T-39, B-24, B-10, T-62, B-22, T-62, T-27, T-60, DQ-3, XQ-1 и SQ-3) и нефти верхнепермской и среднетриасовой залежей (скважины KT-1 и F-5) восточного склона впадины Фукан по изотопному составу более легкие — $\delta^{13}\text{C}$ варьирует от $-32,08$ до $-30,38\text{‰}$ (рис. 50). По всей видимости, они образовались из однотипного ОВ озерного генезиса — гумусово-сапропелевого типа, но отличающегося степенью зрелости и/или вторичными изменениями. Как правило, с повышением пластовой температуры углеводородная фракция обогащается тяжелым изотопом углерода. В работах Ф.А. Алексева, Т.А. Крылова (1974) и Т.А. Ботневой (1972) описано изотопное облегчение нефтей под влиянием окислительных факторов гипергенеза — увеличение изотопов ^{12}C при окислении углеводородов до гетероатомных компонентов, избирательной биодеградацией, а также растворением в воде изотопно тяжелых ароматических УВ.

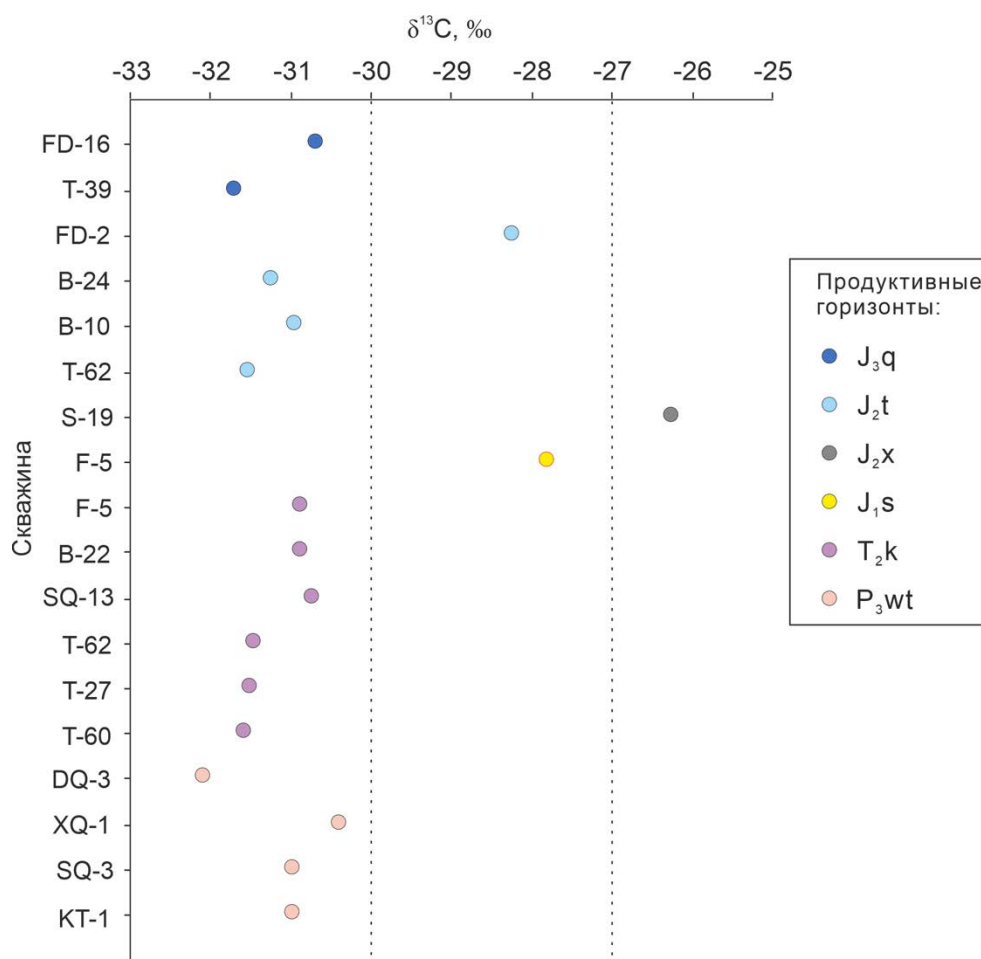


Рисунок 50. Изотопный состав углерода нефтей разных продуктивных горизонтов восточной части впадины Фукан.

Нефти ниже-среднеюрских отложений (скважины F-5 и FD-2) восточного склона впадины характеризуется средним изотопным составом углерода — $\delta^{13}\text{C}$ варьируют от $-28,25$ до $-27,81\%$ (рис. 50). Возможно, в залежи могли поступать УВ-флюиды из НГМП разных нефтегазоносных комплексов.

5.4 Биомаркерные характеристики и генетическая типизация нефтей

Биомаркеры представляют собой относительно стабильные углеводородные компоненты нефти, которые наследуют структуру углеродного скелета биомолекул живого вещества. Они могут отражать состав исходного органического вещества (ОВ), генетический тип нефти, зрелость ОВ и нефти, а также их вторичные изменения в залежи. Нефти, генерированные из ОВ разных НГМП, обычно имеют неодинаковый состав и распределение биомаркеров, поэтому типизация нефтей по составу и распределению

биомаркеров, несомненно, имеет как научное, так и практическое значение для определения источника нефти. При этом надо учитывать, что более уверенные выводы можно делать при использовании высокомолекулярных УВ, которые не изменяются при биодegradации нефти в залежи.

Нефти пермских, триасовых и юрских НГК восточной части впадины Фукан на основании анализа изотопного состава углерода нефтей и битумоидов ОВ и с результатами биомаркерного анализа подразделяются на четыре генетических типа по возрасту НГМП, продуцирующих эти нефти — А, В, С, D (в первом выделяется подтип А₁) (табл. 9).

Тип А включает нефти верхнепермских залежей месторождения Бейсаньтай (скв. DQ-3), среднетриасовых (скв. В-22, Т-62, Т-27, Т-60) и средне-верхнеюрских (скв. FD-16, В-10, В-24, Т-39, Т62) южной части выступа Бейсаньтай и зоны Разломов (месторождение Саньтай).

Нефти типа А имеют среднюю и высокую плотность (870–962 кг/м³), но изотопно легкие ($\delta^{13}\text{C}$ — от –32,08 до –30,68‰), они содержат низкие концентрации насыщенных УВ (30,88–61,16%), включая твердые парафины (0,23–6,27%) и высокие концентрации гетероатомных компонентов (19,08–53,25%) (табл. 7, 8). Однако выделяются нефти из залежи среднетриасовой карамайской свиты (скв. Т-62, 2720–2726 м, скв. Т-27, 2797–2802 м, скв. Т-60, 3235–3240 м) в зоне Разломов, в них содержание насыщенных УВ выше — 65,35–68,86%, концентрации гетероатомных компонентов меньше — 14,6–15,41%.

В нефти пермской залежи месторождения Бейсаньтай (скв. DQ-3, 1534–1600 м) и в нефти среднеюрской залежи района скважины В-24 (скв. В-24, 2008–2048 м) концентрация алканов очень низкая (рис. 51), на хроматограмме средней части нефти не отмечаются пики н-алканов и изопреноидов, т.е. почти все насыщенные УВ являются нафтеновыми, что может свидетельствовать процесс биодegradации нефти в залежи, поскольку углеводородокисляющие бактерии в первую очередь уничтожают алканы (Peters, Moldowan, 1993; Peters et al., 2005).

Таблица 9

Генетическая типизация нефтей залежей восточной части впадины Фукан

Тектонический элемент	№ п/п	Скважина	Глубина, м	Продуктивный горизонт	Тип нефти, источник (биомаркеры)
выступ Бейсаньтай	1	FD-16	2022–2040	J _{3q}	тип А , источник — среднепермские НГМП. Нефти подверглись биодеградации разной степени.
	2	В-10	1926–1940	J _{2t}	
	3	В-24	2008–2048	J _{2t}	
	4	В-22	2086–2092	T _{2k}	
	5	DQ-3	1534–1600	P _{3wt}	
зона Разломов	6	T-39	2273–2315	J _{3q}	
	7	T-62	2454–2466	J _{2t}	
	8	T-62	2720–2726	T _{2k}	
	9	T-27	2797–2802	T _{2k}	
	10	T-60	3235–3240	T _{2k}	
выступ Бейсаньтай	11	SQ-13	2305–2339	T _{2k}	подтип А₁ , источник — среднепермские НГМП. Следов биодеградации не наблюдается.
	12	SQ-3	2015–2027	P _{3wt}	
	13	XQ-1	1747–1893	P _{3wt}	
впадина Фукан	14	КТ-1	5000–5100	P _{3wt}	тип В , источник — среднетриасовые НМП.
	15	F-5	4535–4541	T _{2k}	
	16	FD-2	2990–3229	J _{2t}	тип С , источник — разновозрастные НГМП.
	17	F-5	3454–3461	J _{1s}	
выступ Шацц	18	S-19	1382–1478	J _{2x}	тип D , источником — ниже-среднеюрские НГМП.

В других нефтях типа А отмечается полный ряд *n*-алканов, это указывает на то, что степень их биохимического окисления невелика, особенно для нефти среднетриасовой залежи с глубины 3235–3240 м из скважины Т-60, в которой распределение *n*-алканов носит одномодальный характер с максимумом *n*-C₁₉, что указывает на преобладание сапропелевой составляющей в исходном ОВ (рис. 51).

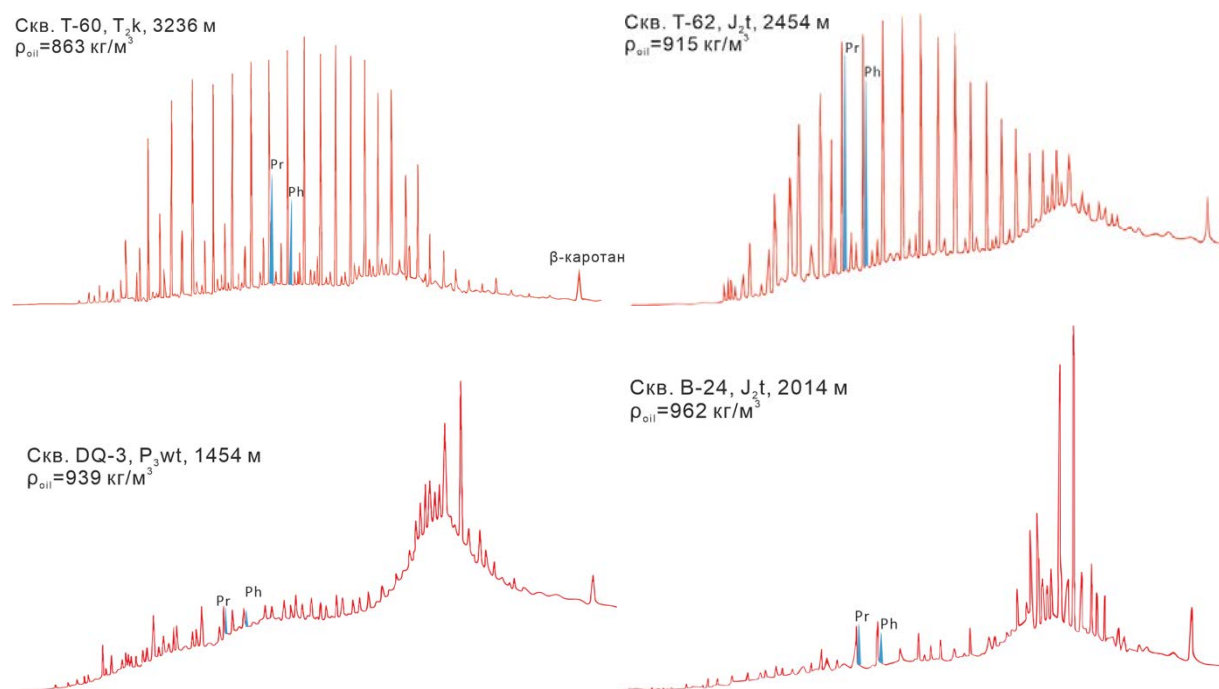


Рисунок 51. Хроматограммы алкановых углеводородов средних фракций нефтей типа А — алкановые углеводороды C₁₀–C₃₅ и пик β-каротан (залежи восточной части впадины Фукан)

Отношение Pr/Ph в нефтях типа А изменяется от 1,18 до 1,82, что указывает на относительно восстановительные условия преобразования ОВ в седиментогенезе и раннем диагенезе. При этом отношение Pr/*n*-C₁₇ варьирует в широком диапазоне: от 0,46 до 1,16, а Ph/*n*-C₁₈ — 0,36–0,87 (табл. 10). Тип исходного для нефтей ОВ, определенный по соотношению Pr/*n*-C₁₇, Ph/*n*-C₁₈ (график Кеннона-Кессоу), смешанный гумусово-сапропелевый, накопление которого происходило в восстановительных условиях (рис. 52).

Соотношение регулярных стеранов C₂₇, C₂₈, C₂₉ для нефтей типа А позволяет определить по треугольной диаграмме, что исходное ОВ этих углеводородных флюидов накапливалось в лагуне или озере, это не противоречит выводам по графику Кеннона-Кессоу (рис. 52, 53).

Во всех нефтях типа А присутствуют β-каротан и гаммацеран (G), свидетельствующие о повышенной солености воды в бассейне озера, где отлагалось

исходное для нефтей ОВ. Для нефтей типа А характерно преобладание t21 среди трициклических терпанов, концентрация t23 несколько ниже, чем t21, что свойственно для нефтей озерного генезиса, при этом уменьшенные концентрации трициклических терпанов t19 относительно t23 ($t19/t23 = 0,12-0,21$) свидетельствует о незначительном вкладе в исходное ОВ наземных растений. Отношение $Stcr/17\alpha Nor$ варьирует от 0,14 до 0,50 — нефти образовались из ОВ с большей долей бактериального материала, поскольку одной из природных соединений, из которых образуется гомологическая серия гопанов нефти, является бактериогопанотетрол.

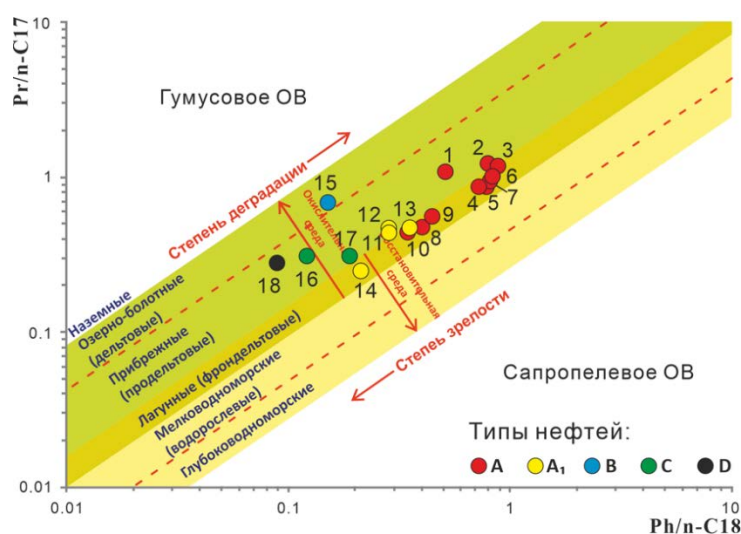


Рисунок 52. Типы исходного органического вещества, условия его накопления и степень «зрелости» для нефтей восточной части впадины Фукан (график Кеннона-Кессоу) (номера образцов из таблицы 9)

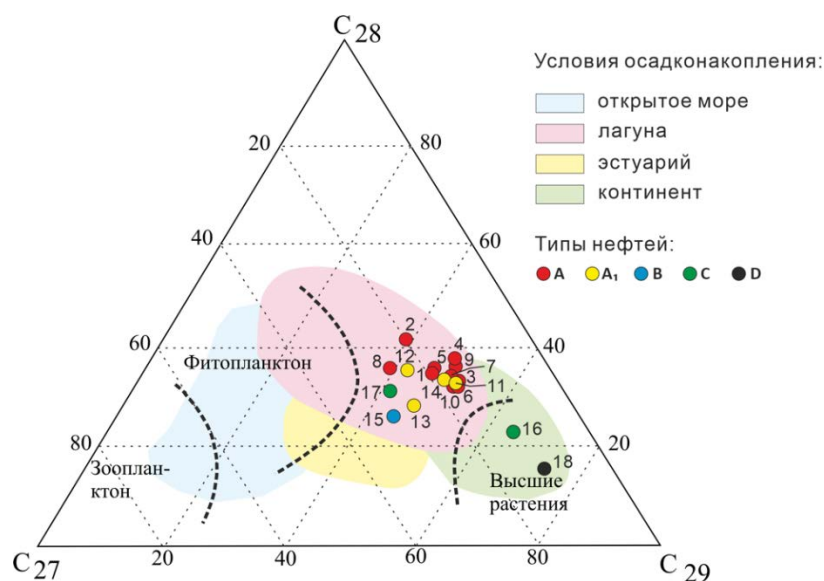


Рисунок 53. Генетические типы исходного органического вещества по соотношению стеранов C₂₇, C₂₈, C₂₉ нефтей (номера образцов соответствуют табл. 9)

Таблица 10

Геохимические коэффициенты, рассчитанные по составу алканов, в нефтях залежей восточной части впадины Фукан

Скважина	Глубина, м	Свита	Изопреноиды			Терпаны и стераны								
			Pr/Ph	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	β-каротан /n-C ₂₅ H ₅₂	t19/t23	GI	Ster/17αHop	H29/H30	H31R/H30	H35/H34	Ts/Tm	Ster C ₂₉ ααα20S/(20R+20S)
FD-16	2022–2040	J _{3q}	1,82	1,05	0,51	0,15	0,18	0,17	0,26	0,49	0,20	0,41	0,36	0,39
B-10	1926–1940	J _{2t}	1,26	1,11	0,78	0,31	0,12	0,18	0,24	0,55	0,16	0,39	0,24	0,43
B-24	2008–2048	J _{2t}	1,35	1,09	0,87	0,21	0,16	0,25	0,50	0,54	0,19	0,40	0,33	0,43
B-22	2086–2092	T _{2k}	1,22	0,87	0,71	0,31	0,17	0,16	0,22	0,56	0,16	0,48	0,41	0,42
DQ-3	1534–1600	P _{3wt}	1,21	0,86	0,78	1,38	0,21	0,21	0,14	0,51	0,18	0,48	0,42	0,42
T-39	2273–2315	J _{3q}	1,38	1,01	0,82	0,15	0,18	0,13	0,21	0,37	0,16	0,40	0,39	0,40
T-62	2454–2466	J _{2t}	1,18	0,96	0,80	1,03	0,18	0,15	0,16	0,57	0,10	0,51	0,26	0,40
T-62	2720–2726	T _{2k}	1,34	0,47	0,37	0,16	0,15	0,14	0,17	0,43	0,14	0,31	0,29	0,38
T-27	2797–2802	T _{2k}	1,31	0,42	0,53	0,20	0,13	0,13	0,24	0,38	0,14	0,49	0,29	0,43
T-60	3235–3240	T _{2k}	1,29	0,43	0,35	0,18	0,21	0,12	0,15	0,43	0,15	0,39	0,39	0,45
SQ-13	2305–2339	T _{2k}	1,62	0,43	0,29	0,12	0,19	0,17	0,27	0,56	0,19	0,40	0,55	0,49
SQ-3	2015–2027	P _{3wt}	1,65	0,46	0,29	0,46	0,20	0,15	0,15	0,42	0,11	0,58	0,30	0,37
XQ-1	1747–1893	P _{3wt}	1,51	0,55	0,43	0,28	0,18	0,25	0,74	0,53	0,18	0,49	1,39	0,50
KT-1	5000–5100	P _{3wt}	1,38	0,27	0,21	0,11	0,23	0,21	0,25	0,48	0,17	0,46	0,74	0,47
F-5	4535–4541	T _{2k}	4,25	0,67	0,15	—	0,98	0,10	0,05	1,65	0,28	0,26	0,07	0,45
FD-2	2990–3229	J _{2t}	2,64	0,31	0,12	—	0,46	0,10	0,38	0,48	0,24	0,54	0,61	0,47
F-5	3454–3461	J _{1s}	1,77	0,34	0,19	—	0,40	0,14	0,25	0,42	0,19	0,45	0,68	0,45
S-19	1382–1478	J _{2x}	2,91	0,27	0,09	—	3,84	—	0,10	0,45	0,18	0,30	0,86	0,44

Распределение биомаркерных параметров, связанных с фациальными условиями осадконакопления и литологическим составом материнских отложений мало изменилось. Во всех нефтях гопан C_{30} преобладает над норгопанам (C_{29}) (H_{29}/H_{30} изменяется в диапазоне 0,37–0,57). При этом гомогопановый индекс (отношение гопанов H_{35}/H_{34}) меньше 0,6 и составляет 0,31–0,51, что характерно для глинистой материнской толщи, накапливавшейся в озерных условиях.

Отношение $\alpha\alpha 20S/(20R+20S)$ стеранов C_{29} не достигло равновесия и составляет 0,38–0,45, что свидетельствует о том, что кероген находится на ранней стадии (MK_2) зрелости. При этом соотношение T_s/T_m меньше 1 (0,24–0,42).

На основе биомаркерного анализа состава нефтей можно сделать вывод, что источником нефтей типа А является НГМП с гумусово-сапропелевым ОВ, накопившимся в солоноватоводном озере с восстановительной обстановкой. В таких условиях по геолого-геохимическим данным во впадине Фукан отлагались среднепермские отложения.

Подтип А₁ объединяет нефти месторождения Шанань, Сицюань (скв. SQ-3, XQ-1), полученные из залежей свиты Вутунгоу позднепермского возраста (за исключением одной пробы из среднетриасового резервуара) и нефти верхнепермских залежей восточного склона впадины Фукан (скв. КТ-1) (табл. 9).

Эти нефти легкие как по плотности (815–853 кг/м³), так и по изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ — от –30,97‰ до –30,38‰). Отличительной чертой в групповом составе является повышенное содержание насыщенных УВ и низкое содержание гетероатомных компонентов в кислых смолах и асфальтенах (табл. 8).

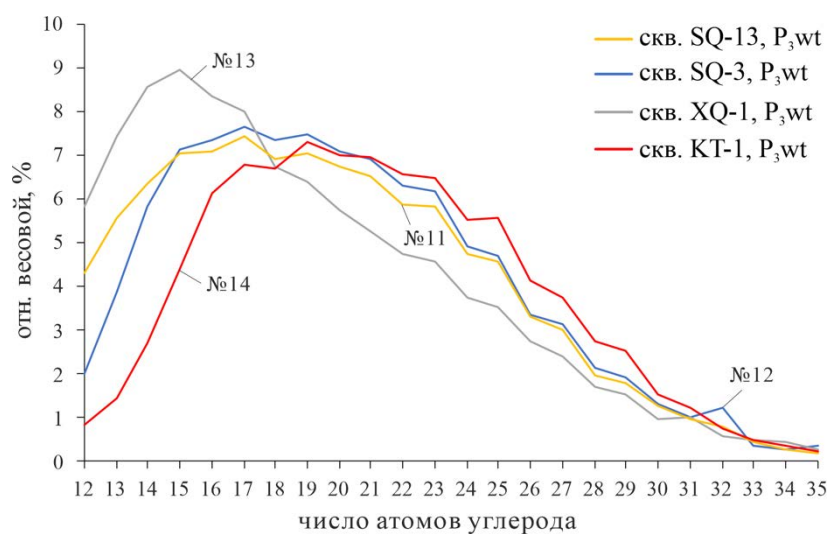


Рисунок 54. Распределение нормальных алканов нефтей подтипа А₁ подтипа (номера образцов соответствуют табл. 9)

В составе нормальных алканов нефтей подтипа A_1 в максимальной концентрации содержатся углеводороды $n-C_{15}$ – $n-C_{19}$ (рис. 54). Нефть верхнепермских залежей месторождения Сицюань (скв. XQ-1) отличается высокой концентрацией низкомолекулярных n -алканов ($<n-C_{15}$), возможно, это свидетельствует о подтоке легких УВ из нижележащих разновозрастных НГМП и/или залежей при третичной миграции.

Состав изопреноидных и нафтеновых биомаркеров подтипа A_1 очень близок к аналогичному составу типа А. Значения соотношения Pr/Ph изменяется от 1,38 до 1,65, а Pr/ $n-C_{17}$ — от 0,27 до 0,55, Ph/ $n-C_{18}$ — от 0,21 до 0,43 (табл. 10). Тип исходного ОВ на графике Кеннона-Кессоу определяется как гумусово-сапропелевый и подтверждается распределением регулярных стеранов C_{27} – C_{29} (рис. 52, 53). Среди трициклических терпанов тоже преобладают t_{21} , в то время как соотношение содержаний t_{19} – t_{23} имеет следующую особенность: $t_{19} < t_{20} < t_{23} < t_{21}$, что является отличительной чертой нефтей континентального генезиса. В-каротан и гаммацеран во всех нефтях присутствуют. Бактерии сыграли большую роль при формировании и переработке исходного ОВ в седименто- и диагенезе, о чем свидетельствуют превышенные концентрации пентациклических тритерпанов над стеранами (Ster/ 17α Нор — 0,15–0,74), как и для нефтей типа А (табл. 10).

В распределении пентациклических тритерпенов доминирует гопан C_{30} , при этом соотношение норгопан/гопан (Н29/Н30) $< 0,6$ (0,42–0,56). Кроме того, соотношение гомогопан/гопан (Н31R/Н30) $< 0,25$ (0,11–0,19) и отношение концентраций гомогопанов Н35/Н34 $< 0,6$ (0,40–0,58) (табл. 10), что позволяет предположить, что состав нефти формировался из органического вещества глинистых НГМП, отлагавшихся в озере в восстановительной обстановке.

В нефтях месторождения Сицюань (скв. XQ-1) обнаружено преимущество триснорнеогопана над трисноргопаном ($Ts/Tm > 1$), что в совокупности с высоким отношением оптических изомеров стеранов C_{29} $20S/(20S+20R)$ — 0,50 показывающее более высокую степень катагенетической преобразованности керогена (МК₃) среднепермских НГМП, чем для других нефтей. Органическое вещество с такой высокой степенью зрелости находится только в погруженной части впадине Фукан, поэтому мы предполагаем, что это результат латеральной миграции нефти из впадины Фукан к выступу Бейсаньтай. Отношение Ts/Tm для нефтей залежей восточного склона впадины (скв. КТ-1) близко к 1 и составляет 0,74 для нефтей месторождения Шанань — 0,30–0,55 (табл. 10).

В целом, согласно анализу изменения биомаркерных параметров, источником нефти подтипа A_1 было озерное аквагенное ОВ, накопившееся в среднепермских глинистых отложениях в солоноватоводной обстановке с восстановительным режимом. Такие же

выводы об источнике были сделаны для нефтей типа А, но следов биodeградации по n-алканам в подтипе А₁ не отмечается.

Тип В представлен нефтью залежи карамайской свиты (Т₂к) в скважине F-5 (4535–4541 м). По физическим свойствам и групповому составу нефть данного типа трудно отличить от нефтей подтипа А₁ с легкой плотностью (табл. 7, 8). Она тоже имеет легкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C} = -30,88\text{‰}$).

Особенностью распределения нормальных алканов в нефтях типа В является преобладание среднемолекулярных членов гомологического ряда n-C₁₅–n-C₂₅, при этом наблюдается незначительный второй максимум на n-C₃₃ (рис. 55). Отсутствие низкомолекулярных гомологов (<n-C₁₄) может быть связано с миграцией низкомолекулярных гомологов. Второй максимум указывает на вклад в ОВ не высшей растительности, а скорее всего ЖВ бактерий, что подтверждается крайне низким отношением стеранов к гопанам (Ster/17 α Нор — 0,05). В нефти отсутствует β -каротан. Распределение регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ предполагает, что фитопланктонные водоросли вносят больший вклад в формирование исходного органического вещества, чем наземные растения (рис. 53).

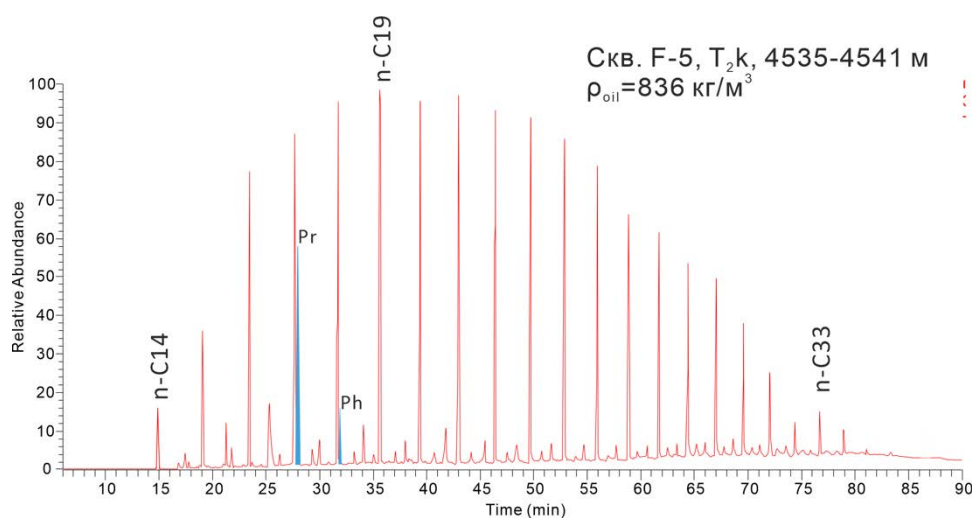


Рисунок 55. Распределение нормальных алканов и изопреноидов C₁₄–C₃₅ в нефти типа В

В распределении пентациклических тритерпанов доминирует адиантан C₂₉ (H₂₉/H₃₀ = 1,65). Однако отношение гопанов H₃₅/H₃₄ составляет 0,26, гаммацерановый индекс G/H₃₀ — 0,10, Pr/Ph = 4,25, что свидетельствует о пресноводных или слабо солоноватоводных обстановках седиментации с относительно окислительным режимом (табл. 10).

Среди трициклических терпанов преобладают t19 и t23, при этом отношения t19/t23 составляет 0,98, что по сравнению с нефтями подтипа А₁ показывает увеличение привноса террагенного гумусового ОВ.

Таким образом, источником нефтей залежей в карамайских отложениях (скв. F-5) является НГМП с гумусово-сапропелевым ОВ, накопившимся в пресноводном или слабо солоноватоводном озере с относительно окислительной обстановкой. В таких условиях по геологическим данным во впадине Фукан накапливались среднетриасовые карамайские отложения.

Тип С включает нефти с более низкой плотностью (808–828 кг/м³), отобранные из нижнеюрской и среднеюрской залежей (скв. F-5 и FD-2) восточного склона впадины Фукан.

Нефти типа С изотопно тяжелее ($\delta^{13}\text{C}$ — от $-27,81\text{‰}$ до $-28,25\text{‰}$), чем нефти типа В и подтипа А₁, но имеют сходный групповой состав с ними — высокие концентрации насыщенных УВ, концентрации ароматических УВ и гетероатомных соединений в кислых смолах и асфальтенах относительно низкие (табл. 8).

Молекулярный состав нефтей типа С имеет несколько противоречивый характер. Несмотря на состав исходного ОВ (по n-алканам) для всех нефтей — планктоногенно-водорослевый (рис. 56), по соотношению регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ источником нефти Тютунхэской свиты среднеюрского возраста были высшие растения (рис. 53, образец № 16). Это может быть связано с миграцией легких алкановых УВ из нижележащих залежей или микронепти из разновозрастных НГМП, которые изменили состав алканов (рис. 57). Значения Pr/Ph = 1,77–2,91 указывает на относительно восстановительную обстановку (Mei, 1980).

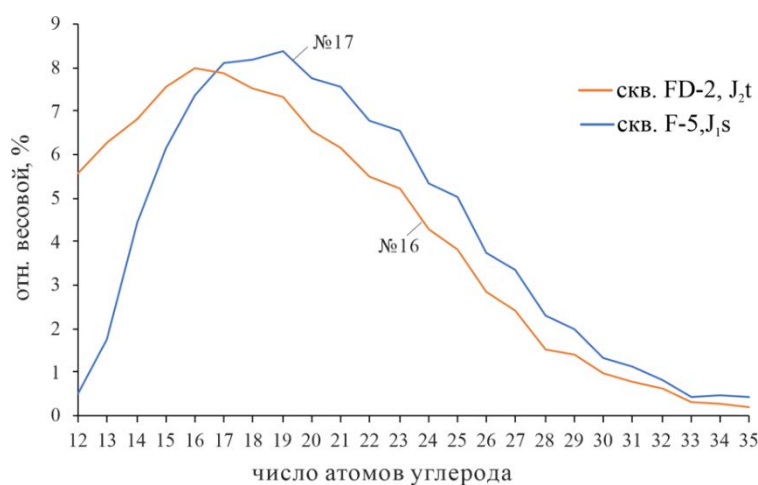


Рисунок 56. Распределение нормальных алканов в нефтях типа С (номера образцов соответствуют табл. 9)

Во всех нефтях идентифицированы трициклические терпаны, увеличение количества хейлантана t19 по отношению к t23 ($t19/t23 = 0,40-0,46$) указывает на то, что доля террагенного гумусового органического вещества в материнских отложениях несколько повышенное. По всей вероятности исходное ОВ было переработано бактериями в седименто- и раннем диагенезе, о чем свидетельствует отношение стеранов/гопанов ($Ster/17\alpha Hop = 0,25-0,38$). В-каротан практически отсутствует во всех нефтях, гаммацерановый индекс ($G/H30$) изменяется от 0,10 до 0,14, что указывает на седиментацию в слабо солоноватоводном озере, где накопилось большое количество глинистого материала. Последнее подтверждается гопановыми коэффициентами ($H35/H34 = 0,45-0,54$, $H29/H30 = 0,42-0,48$). Значения отношения оптических изомеров $\alpha\alpha 20S/(20R+20S)$ стерана C_{29} (0,45–0,47) и гопанов Ts/Tm (0,61–0,68) соответствуют первой половине главной зоны нефтеобразования ($МК_2$) (табл. 10).

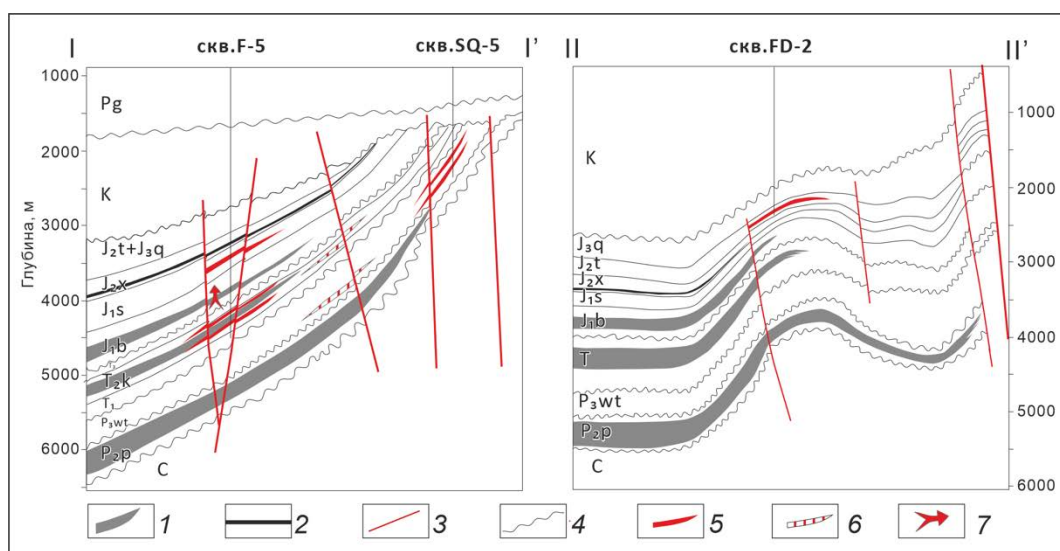


Рисунок 57. Схематический разрез восточного склона впадины Фукан от среднепермских до палеогеновых отложений с залежами нефти в их пределах и нефтегазоматеринскими породами (построено на основе результатов сейсмической интерпретации и данных бурения). Линии разрезов на рис. 10

Условные обозначения: 1 — нефтегазоматеринские породы, 2 — пласты углей, 3 — разломы, 4 — несогласие, 5 — залежи нефти, 6 — прогнозные залежи нефти, 7 — пути вторичной миграции

Таким образом, на основании биомаркерного анализа, можно предположить, что источником нефтей типа С является ОВ глинистых пород, накопившихся в озере с низкой соленостью в слабо восстановительной обстановке, вероятнее всего, это нижнеюрские и среднетриасовые отложения, возможно, также среднепермские (?). Разрез, где находятся

залежи этих нефтей, от каменноугольных до юрских отложений разбит разломами на блоки, благодаря чему сформировались тектонически экранированные ловушки, а зоны трещиноватости этих деформаций могли быть путями вертикальной миграции углеводородных флюидов из нижележащих нефтегазоматеринских пород разного возраста в вышележащие ловушки (рис. 57).

Тип D представлен нефтями из песчаных резервуаров свиты Сишаньяо среднеюрского возраста выступа Шацци (месторождение Шабей), они имеют самую низкую плотность (800–814 кг/см³) и самый тяжелый изотопный состав углерода (среднее значение $\delta^{13}\text{C} = -26,25 \text{ ‰}$). Особенностью состава этих нефтей является присутствие в значительных количествах твердых парафинов (обычно >10%) — «отпечатки пальцев» восков высшей растительности.

По распределению нормальных алканов в нефтях типа D преобладают среднемолекулярные гомологи n-C₁₅–n-C₂₃ (рис. 58), что ассоциируется с ОВ озерного водорослевого генезиса, возможно бактериально переработанного, на что указывает преобладание гопанов над стеранами: отношение Ster/17 α Нор — 0,34. Озерные прибрежные условия по молекулярному составу нефтей подтверждаются отношениями изоалканов и n-алканов, распределением регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ и гопановыми коэффициентами: H35/H34 = 0,30, H29/H30 = 0,45 (рис. 52, 53, табл. 10).

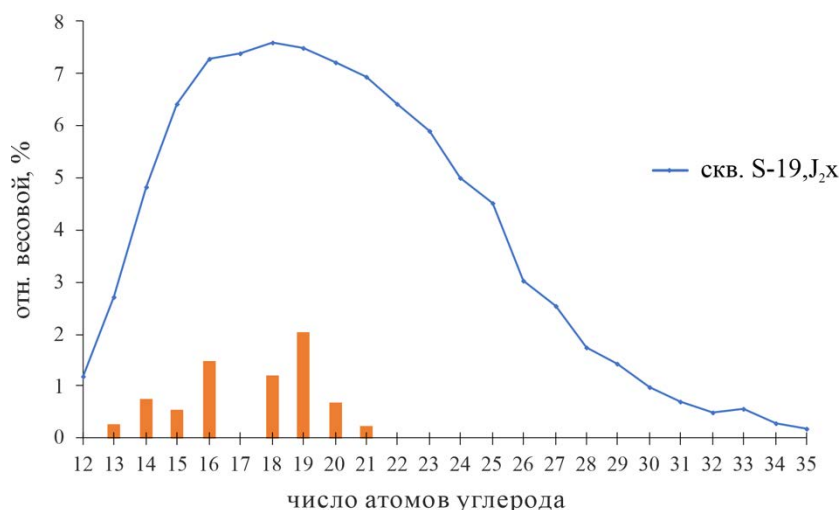


Рисунок 58. Распределение нормальных алканов и изопреноидов C₁₂–C₃₅ в нефти типа C

По биомаркерному индикатору — соотношению регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ — тип ОВ определяется как наземный гумусовый (рис. 50). Такое большое количество стеранов C₂₉ (74%) может образоваться только при значительном вкладе в исходное ОВ гумусовой составляющей высшей растительности, но некоторые водоросли (бурые, красные, золотистые) также содержат стеран C₂₉ (Орлова и др., 2021). Еще одним

индикаторов типа ОВ является распределение трициклических терпанов t19–t30. Относительное содержание t19+t20 составляет 56%, что характерно для ОВ НГМП болотных или озерных фаций, накапливающихся в прибрежной зоне (Xiao et al., 2019).

Исходное для нефтей ОВ накапливалось в пресноводных или слабо солоноватоводных условиях со слабо восстановительным режимом, о чем свидетельствует отношения $Pr/Ph = 2,91$ и $G/H30 = 0,10$.

Показатели зрелости нефти: СРІ близко к 1, отношение $Ts/Tm = 0,86$, $\alpha\alpha 20S/(20R+20S) = 0,44$ для стеранов C_{29} определяют относительно высокую степень катагенетического преобразования керогена исходного ОВ (МК₂–МК₃) (табл. 10).

Таким образом, источником нефтей месторождения Шабей является ОВ углесодержащих пластов нижнеюрских отложений, формирование которых протекало в прибрежной части озера в слабо восстановительных условиях.

Обобщая изложенный материал, на основании комплексного изучения геохимических характеристик нефтей разновозрастных залежей выступов Шац и Бейсаньтай, зоны Разломов и восточного склона впадины можно сделать следующие выводы:

- ОВ среднепермских и среднетриасовых НГМП, которые находятся в настоящее время в ГЗН, имеет гумусово-сапропелевый состав с большой долей бактериального, и является основным источником углеводородных флюидов залежей восточного склона впадины Фукан;
- среднепермские глинистые нефтегазоматеринские породы являются основным источником нефтей разновозрастных залежей выступа Бейсаньтай, зоны Разломов и залежей в верхнепермских отложениях восточного склона впадины. Это показывает, что доказанные геологические запасы нефти восточного склона впадины Фукан сформированы в основном среднепермскими нефтегазоматеринскими породами;
- углеводородные флюиды, образовавшиеся в очаге генерации в среднетриасовых НГМП участвовали в формировании залежей нефти свиты Карамай восточного склона впадины, и они, вероятно, также могли мигрировать по разломам в вышележащие ниже-среднеюрские ловушки;
- ниже-среднеюрские углесодержащие нефтегазоматеринские породы являются источником нефтей залежей выступа Шац (месторождения Шабей) и они участвовали в формировании залежей нефти ниже-среднеюрских отложений восточного склона.

Глава 6. Формирование залежей нефти на восточном склоне впадины Фукан

Впадина Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и выступы, ограничивающие ее с востока и юга, являются по запасам углеводородных флюидов самыми богатыми. Обнаруженные скопления нефти и газа в основном сосредоточены в положительных тектонических структурах разного порядка — выступ Бейсаньтай и зона Разломов. Особенности геологического строения восточного склона впадины Фукан, соединяющего восточные выступы обрамления и погруженную центральную часть впадины, благоприятны для миграции нефти из нефтегазоматеринских пород (НГМП) по моноклинально залегающим коллекторам-проводникам и зонам разломов в ловушки разного типа экранирования. Прямые признаки нефтегазоносности (притоки нефти и нефтепроявления) в верхнепермских, среднетриасовых и ниже-среднеюрских отложениях восточного склона впадины свидетельствуют о достаточно высокой перспективности данного региона. Для успешного выбора направления и проведения дальнейших поисково-разведочных работ на нефть в пределах восточного склона впадины важно оценить факторы, контролирующие формирование скоплений углеводородных флюидов.

6.1 Формирование коллекторов и флюидоупоров

Важным условием образования скоплений нефти и газа является наличие в разрезе коллекторов и флюидоупоров для аккумуляции флюидов и консервации залежей. Формирование коллекторов в восточной части впадины Фукан в свитах Вутунгоу (P_{3wt}), Карамай (T_2k), Саньгунхэ (J_{1s}) и Тоутунхэ (J_{2t}) тесно связано с эволюцией условий осадконакопления и тектонических процессов во время этапов активизации.

Прогноз распространения коллекторов для участка, где имеются скважины, осуществляется на основании изучения данных бурения — каротажные диаграммы (кавернометрия, гамма-каротаж, акустический каротаж, каротаж сопротивления) и керн (рис. 59). Для участка, где нет скважин, использовались 3D сейсмические атрибуты (рис. 60).

Свита Вутунгоу (P_{3wt}) в целом представляет собой ретроградационную систему отложений веерообразной дельты (фан-дельты), в которой песчанность вверх по разрезу постепенно уменьшается (рис. 59).

Седиментация среднепермских отложений контролировалась источниками сноса и палеоморфологией рельефа впадины. Осадконакопление свиты Вутунгоу в восточной части впадины Фукан происходило в большей мере в пределах веерообразных фан-дельт,

впадающих в озеро рек, осадки которых накапливались в краевых частях впадины на границах с палеоподнятиями (рис. 60 В–D).

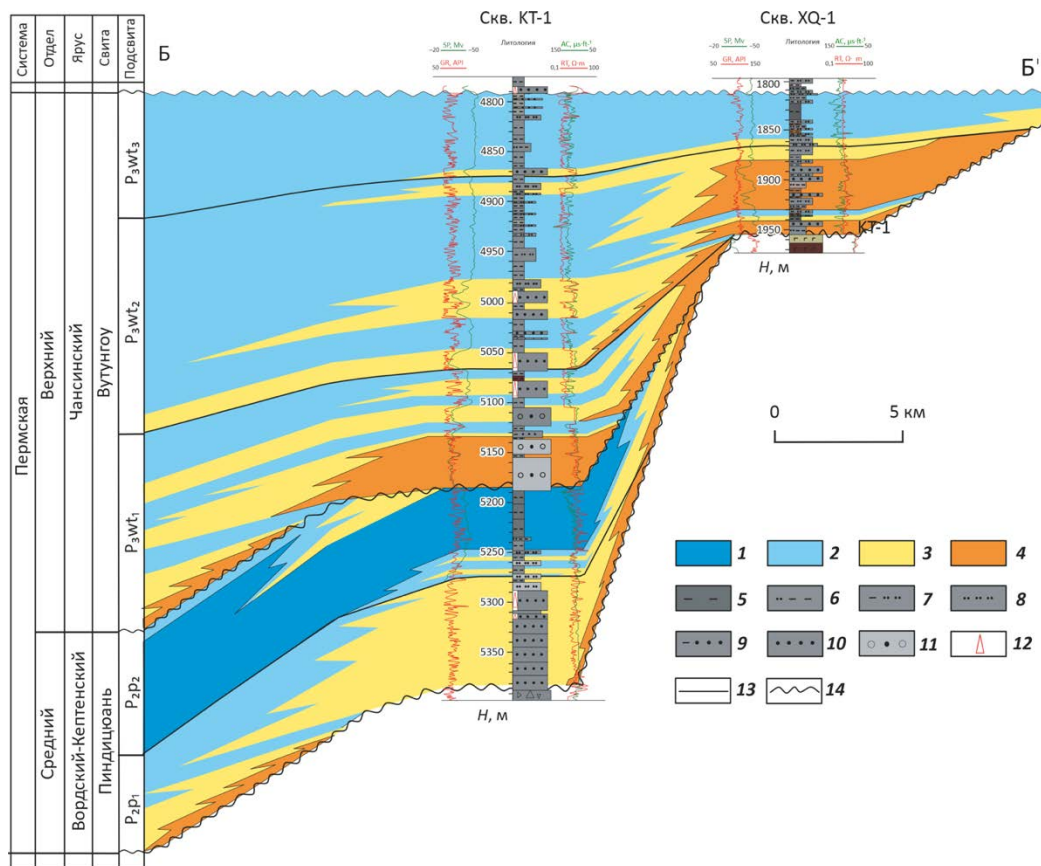


Рисунок 59. Литофациальный профиль Б–Б' средне-верхнепермских отложений восточной части впадины Фукан (построено на основе анализа сейсмического атрибута и по данным бурения)

Обстановки осадконакопления (1–4): 1 — на средних глубинах/глубоководные, 2 — мелководные, 3 — переходные авандельтовые, 4 — озерные прибрежные/ береговые; литологический состав (5–11): 5 — глинистые аргиллиты, 6 — алевритистые аргиллиты, 7 — глинистые алевролиты, 8 — алевролиты, 9 — глинистые песчаники, 10 — песчаники, 11 — песчанистые конгломераты; 12 — признаки нефтеносности; 13 — границы подсвет; 14 — несогласное залегание пород. Линию разреза Б–Б' см. на рис. 10

Во время накопления нижней подсветы (R_{3wt1}) площадь мелкого озера была небольшой. В это время в озере и по его подводным склонам накапливались песчаные отложения фронта веерообразной дельты, а около линии денудации на береговой равнине формировались песчаные осадки незначительной мощности (рис. 60 В). Позже во время трансгрессии при накоплении средней подсветы произошло расширение площади озера и его углубление, при этом веерообразные дельты переместились на северо-восток (рис. 60

С). В устьях вдоль дельтовых проток на мелководье формировались многочисленные песчаные бары разной величины. Во время накопления верхней подсвиты озеро еще больше расширилось и углубилось, привнос терригенного материала из источников сноса сократился, поэтому площади веерообразных дельт уменьшились, как и число песчаных баров (рис. 60 D).

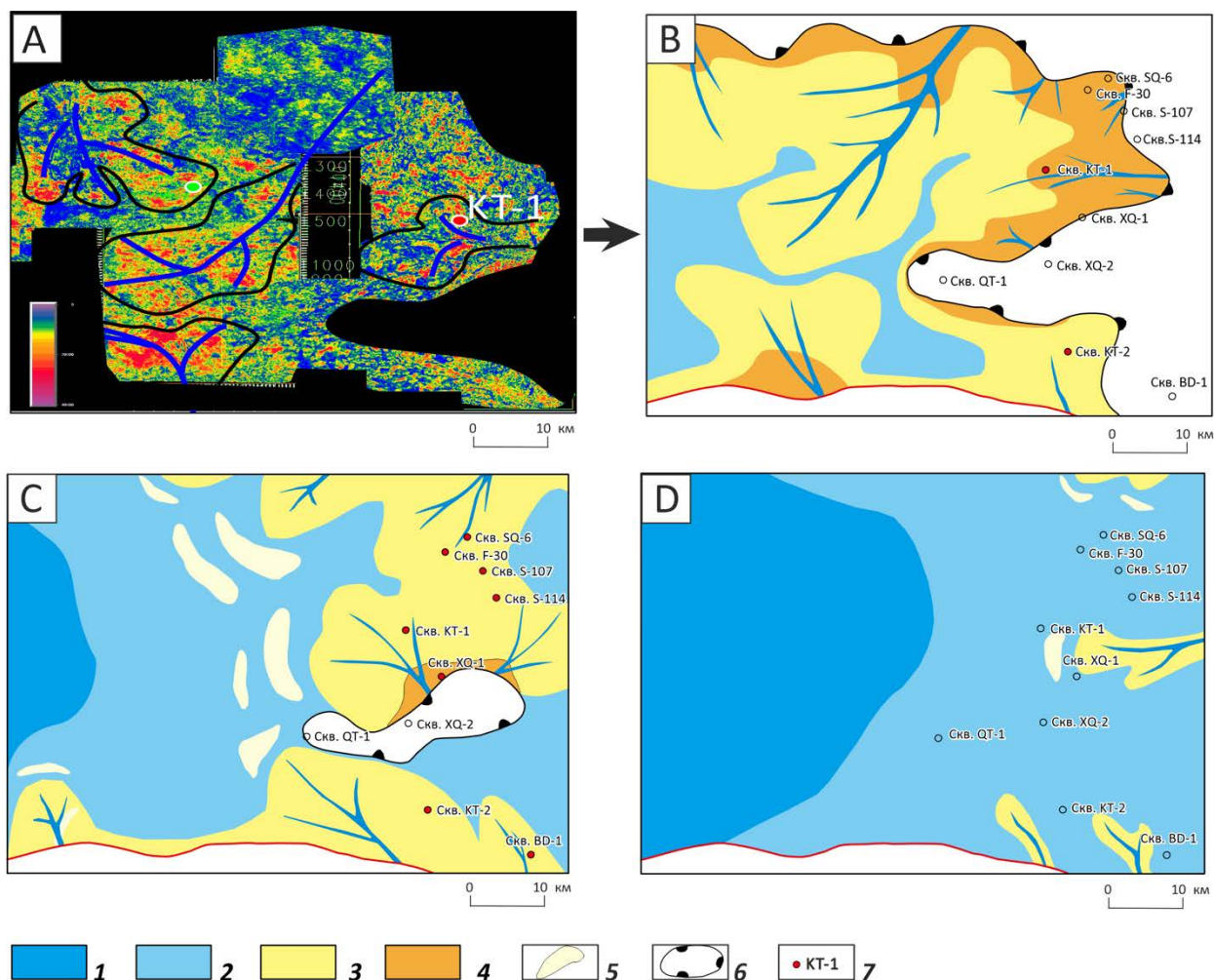


Рисунок 60. Эволюция озерных обстановок осадконакопления свиты Вутунгоу (P_{3wt1-3}) в восточной части впадины Фукан

Условные обозначения: А — фрагмент карты сейсмического атрибута «амплитуды» по кровле нижней подсвиты (P_{3wt1}), В — накопление нижней подсвиты (P_{3wt1}), С — средней (P_{3wt2}), D — верхней (P_{3wt3}); 1 — на средних глубинах/глубоководные, 2 — мелководные, 3 — переходные авандельтовые, 4 — озерные прибрежные/ береговые, 5 — авандельтовые песчаные бары, 6 — граница денудационно-эрозионной зоны (отсутствие накопления), 7 — эксплуатационные скважины.

В процессе эволюции озерных обстановок осадконакопления сформировались песчаные тела как на фронтальной части веерообразной дельты, так и на береговой равнине.

Песчаные тела на фронтальной части представлены мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками и песчанистыми конгломератами, в них отмечается хорошая сортировка и окатанность обломочного материала с незначительным количеством глинистого цемента, а береговые валы вдоль русел и проток на дельтовой равнине формировались из конгломератов и песчанистых конгломератов с плохой сортировкой и высоким содержанием глинистого цемента (рис. 61).

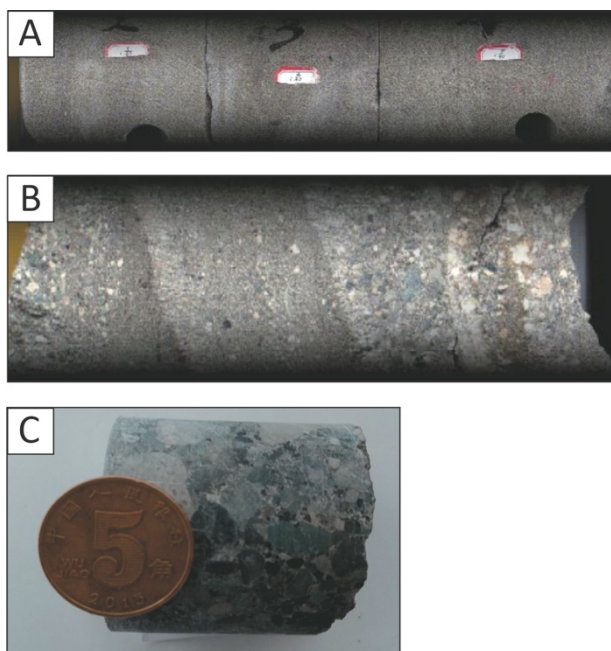


Рисунок 61. Литологическая характеристика отложений свиты Вутунгоу, определенная по керну скважин в пределах различных песчаных тел

Условные обозначения: А, В — фронт веерообразной дельты, С — береговые валы вдоль русел и проток на дельтовой равнине. А — скв. S-114, P₃wt₂, 2583,32–2583,75 м, среднезернистые песчаники, В — скв. S-107, P₃wt₂, 2663,71–2664 м, среднезернистые песчаники с гравелитами, С — скв. КТ-1, P₃wt₂, 5161 м, несортированные песчаные конгломераты.

На территории выступа Бейсаньтай глубина залегания песчаных пластов составляет 1400–3300 м. Коллектор в целом имеет умеренные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), пористость изменяется преимущественно от 10,6 до 25% (в среднем, 17,2%), а проницаемость — от 0,11 до 99,46 мД (в среднем 31 мД) (табл. 11). При этом ФЕС коллекторов имеют тенденцию к снижению с глубиной их залегания (Lin et al., 2018).

В более погруженной части впадины коллекторы более плотные (табл. 11). Открытая пористость для песчаников интервала 5000–5100 м в скважине КТ-1 изменяется от 2,8 до 7% (в среднем 5,1%), низкая за счет уплотнения пород и действия вторичных

катагенетических факторов. Поровое пространство в коллекторе включает первичные поры и вторичные поры растворения полевого шпата и микротрещины, которые преобладают. Проницаемость изменяется от 0,06 до 0,1 мД. Хотя коллектор относится к плотным и имеет плохие ФЕС, при испытании песчаных пластов на глубинах 4990–5000 м и 5050–5070 м в скв. КТ-1 с использованием гидроразрыва пласта получен приток нефти дебитом 133 м³/сут (2021 г.). Это свидетельствует о возможной насыщенности нефтью плотных коллекторов.

Мощные пласты аргиллитов (10–160 м) верхней подсвиты Вутунгоу, а также нижнетриасовые глинистые отложения, широко развитые в восточной части впадины Фукан, являются региональной покрывкой и обеспечивают консервацию залежей пермского НГК.

Таблица 11

Фильтрационно-емкостные свойства песчаных коллекторов свит Вутунгоу, Карамай, Саньгунхэ и Тоутунхэ впадины Фукан

(по данным ядерного магнитного резонанса, PetroChina, 2021)

Свита		Глубина, м	открытая пористость, %		проницаемость, мД	
			вариации	средние значения	вариации	средние значения
Тоутунхэ (J _{2t})	средняя	2800–3300	5,2–24,3	16,0	0,13–433	37,9
		4100–4350	6,1–24,2	16,5	0,1–466	43,4
	нижняя	2700–3000	3,2–21,5	15,1	0,01–138,1	11
		4150–4500	3,5–15	9,1	0,01–3,9	0,51
Саньгунхэ (J _{1s})	средняя	2400–2700	10,6–22,8	18,9	0,1–200	102,6
		4870–5380	4,2–11,8	7,9	0,08–2	0,6
	нижняя	2800–3100	8,1–20,3	15,4	0,1–100	70,6
		4900–5570	4,4–9,1	6,8	0,45–6	0,44
Карамай (T _{2k})		2300–3000	4,5–23,6	10–15	0,01–163,9	10–50
Вутунгоу (P _{3wt})	средняя	1400–3300	10,6–25	17,2	0,11–99,46	31
		5000–5100	2,8–7	5,2	0,06–0,1	0,08

Свита Карамай (T_{2k}). Пласты песчаников сосредоточены в нижней части свиты, они накапливались при низком стоянии уровня озера (Shang, 2011). Коллекторы в основном приурочены к территории восточного и южного выступов обрамления, а на восточном склоне впадины — преимущественно глинистые озерные отложения. По данным бурения мощность песчаных пластов в южной части выступа Бейсаньтай составляет около 25 м, в северной части выступа Бейсаньтай — до 20 м (рис. 62). Пустотное пространство коллектора представлено преимущественно первичными межзерновыми порами, редко встречаются вторичные поры растворения полевых шпатов и цеолитов (Shao et al., 2013).

Открытая пористость коллектора составляет 4,5–23,6% (в среднем 10–15%), проницаемость — 0,01–163,9 мД (в среднем 10–50 мД) (табл. 11), при этом коллекторы с лучшими ФЕС (русловые песчаники) отмечаются в южной части выступа Бейсаньтай, их пористость в среднем составляет 18–22% (скв. В-47).

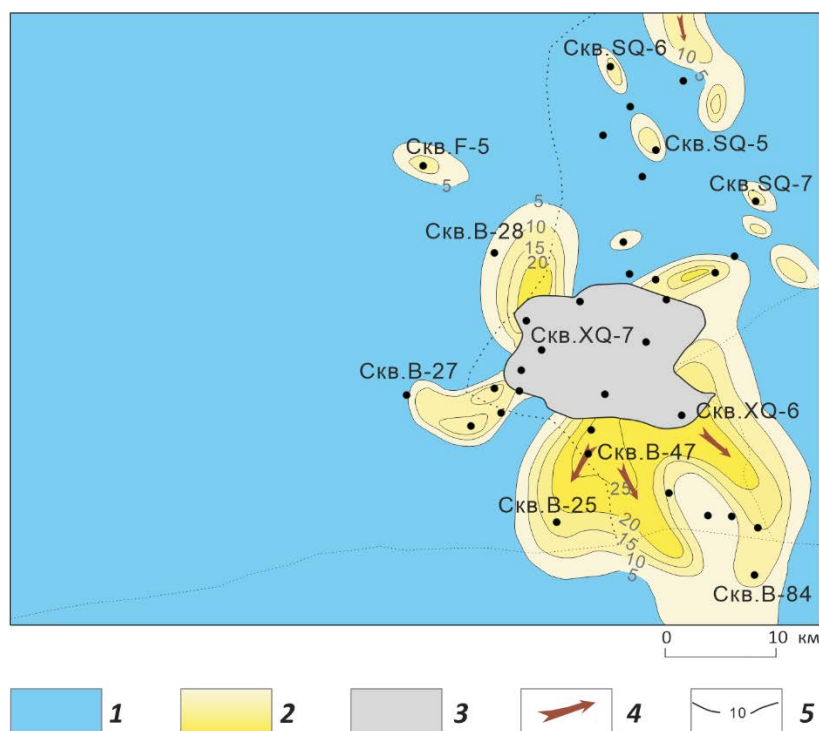


Рисунок 62. Обстановки осадконакопления нижней части свиты Карамай в восточной части впадины Фукан (по Shao et al., 2013)

Условные обозначения: 1 — мелководные, 2 — переходные авандельтовы, 3 — денудационно-эрозийная зона, 4 — направление водных потоков, 5 — мощность песчаников.

Из-за отсутствия протяженных песчаных тел на восточном склоне впадины, латеральная миграция углеводородных флюидов, образовавшихся в очаге генерации в среднетриасовых нефтегазоматеринских породах, в ловушки в своде выступа Бейсаньтай была затруднена. Кроме того, между впадиной Фукан и выступом Бейсаньтай существует взброс, простирающийся с севера на юг (рис. 63), который образовался во время второй фазы яньшаньского орогенеза (J_3). Во время яньшаньской активизации среднетриасовые НГМП на восточном склоне впадины еще не начали интенсивно генерировать нефть ($R^\circ < 0,65\%$) (рис. 44, 45), поэтому этот взброс экранировал вторичную миграцию нефти к ловушкам, образовавшихся после позднеюрской эпохи. Эти факты свидетельствуют о том, что углеводородные флюиды среднетриасовых НГМП принимали незначительное участие в формировании скоплений нефти на восточном и северо-восточном выступах впадины.

В верхнетриасовых отложениях преобладают аргиллиты, которые также являются региональной покрывкой и обеспечивают консервацию залежей свиты Карамай.

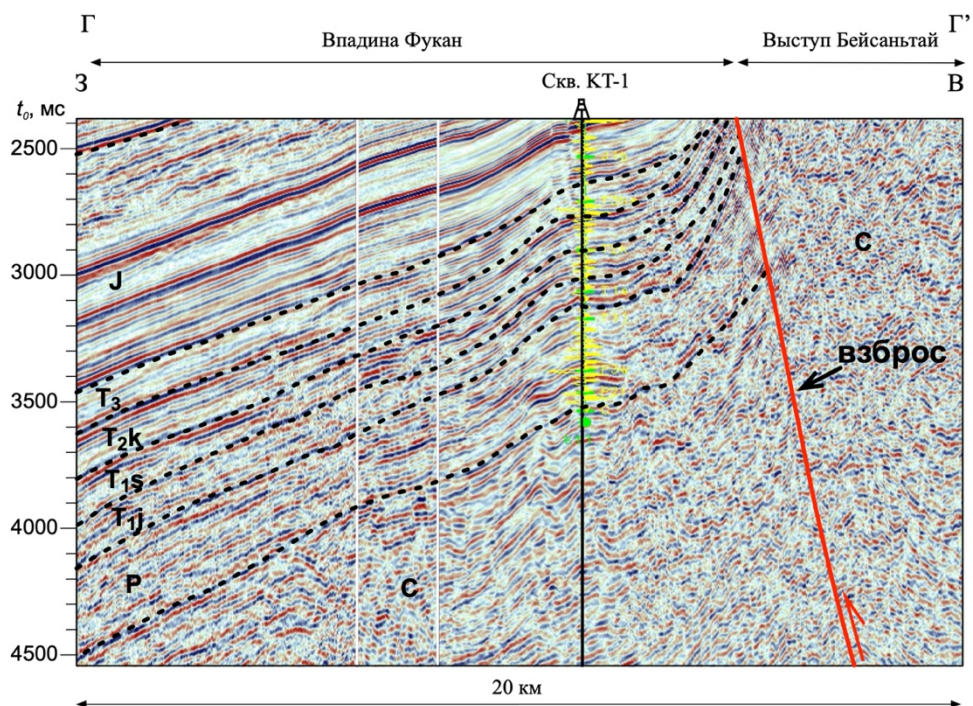


Рисунок 63. Геологическая интерпретация сейсмического профиля $\Gamma-\Gamma'$ (положение профиля на рис. 10)

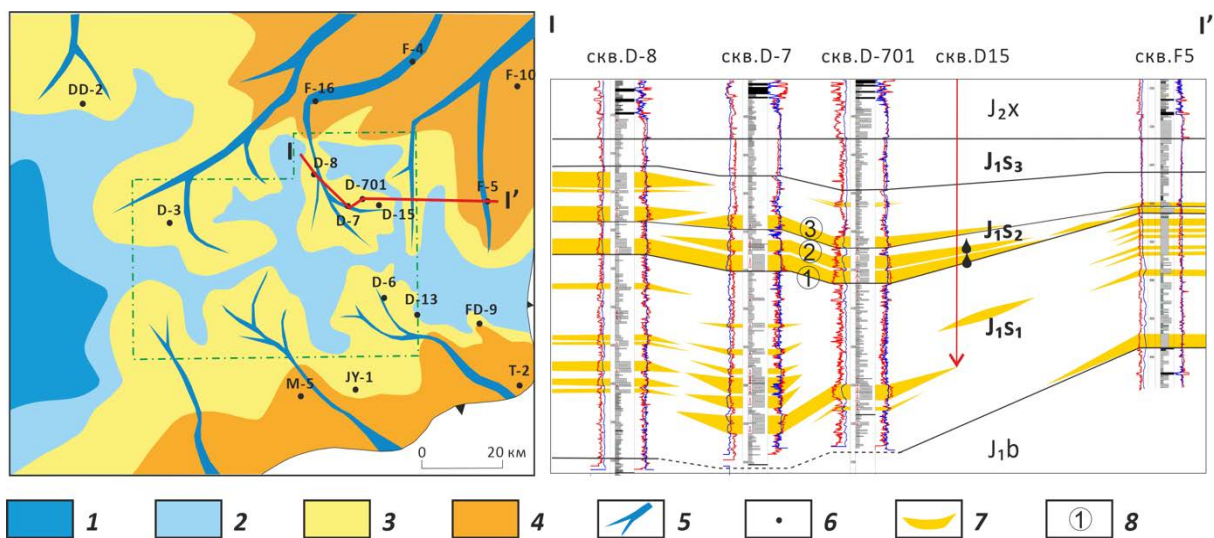


Рисунок 64. Обстановки осадконакопления среднесаньгунхэской подсвиты восточной части впадины Фукан, корреляция песчаных слоев между скважинами (построено на основе анализа сейсмического атрибута и по данным бурения, PetroChina, 2021).

Условия озерной седиментации (1–5): 1 — средние и глубоководные, 2 — мелководные, 3 — переходные авандельтовые, 4 — озерные прибрежные и береговые, 5 — русловые; 6 — скважины, 7 — песчаные тела, 8 — номер песчаного слоя.

Свиты Саньгунхэ (J_{1s}) и Тоутунхэ (J_{2t}). Эволюцию осадконакопления в юрском периоде можно разделить на два этапа (Zheng et al., 2018): 1. Геттанский-батский века, когда на изучаемой территории существовали дельтовые и озерные осадочные системы; 2. Батский-кимериджский века — озерные и речные русловые аллювиальные осадочные системы. Во впадине Фукан в свитах Саньгунхэ и Тоутунхэ в настоящее время отмечены многочисленные нефтегазопроявления.

В юрских отложениях по условиям осадконакопления выделены песчаные тела разного генезиса с хорошими ФЕС — дельтовые, озерно-прибрежные и аллювиальные.

Дельтовые песчаные тела развиты в основном в свите Саньгунхэ и в нижнетоутунхэской подсвите (рис. 64, 66). Во время накопления свиты Саньгунхэ климат был сухим и жарким, испарение превышало количество осадков, площадь озера сокращалась (Cao et al., 2016), при этом протяженность, размер и количество песчаных тел менялись. В нижнесаньгунхэской подсвите (J_{1s1}) развиты песчаные линзы, в среднесаньгунхэской (J_{1s2}) — протяженные песчаные пласты (3 слоя — №1, №2 и №3), сформировавшиеся во фронтальной части дельт (рис. 64). Линзовидные тела нижнесаньгунхэской подсвиты сложены алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, в разных частях впадины их ФЕС меняются (табл. 11): на восточном склоне впадины пористость составляет 8,1–20,3% (в среднем 15,4%), проницаемость изменяется от 0,1 до 100 мД (в среднем 70,6 мД), ближе к выступу Бейсаньтай (скв. F-5, F-9) на меньших глубинах пористость составляет 20–23 %, а проницаемость — от 100 до 911,68 мД (Liu et al., 2020). В центральной части впадины, где они залегают глубоко (> 4900 м), отмечаются плохие ФЕС (табл. 11), поэтому их классифицируют как нетрадиционные плотные коллекторы.

Аналогичная тенденция изменения коллекторских свойств также наблюдается в среднесаньгунхэских (J_{1s2}) песчаниках. На восточном склоне впадины пористость изменяется от 10,6 до 22,8 % (в среднем 18,9%), проницаемость — от 0,1 до 200 мД (в среднем 102,6 мД). В скважине В-86, пробуренной на западном краю свода выступа Бейсаньтай, проницаемость увеличивается до 1143,78 мД. В более погруженной части впадины коллекторы имеют плохие ФЕС (табл. 11). При стандартных испытаниях в скважинах (скв. D-13, 4935 м) эти коллекторы не дают углеводородных флюидов, но при гидроразрыве пласта получен приток нефти дебитом 0,9 м³/сут. Такой низкий дебит может быть связана с тем, что скважина находится слишком близко к границе выклинивания песчаных тел, где песчаные слои имеют глинистый цемент и меньшую мощность (рис. 64). При бурении скв. D-15 вскрыты мощные песчаные пласты среднесаньгунхэской подсвиты (3 слоя, общей мощности 58,5 м), в них отмечаются нефтепроявления —

нефтенасыщенность составляет 33,6–47,9%. По люминесцентным характеристикам шлифов песчаников поровое пустотное пространство коллектора хорошо сообщается, нефть в нем распределяется равномерно (рис. 65 а).

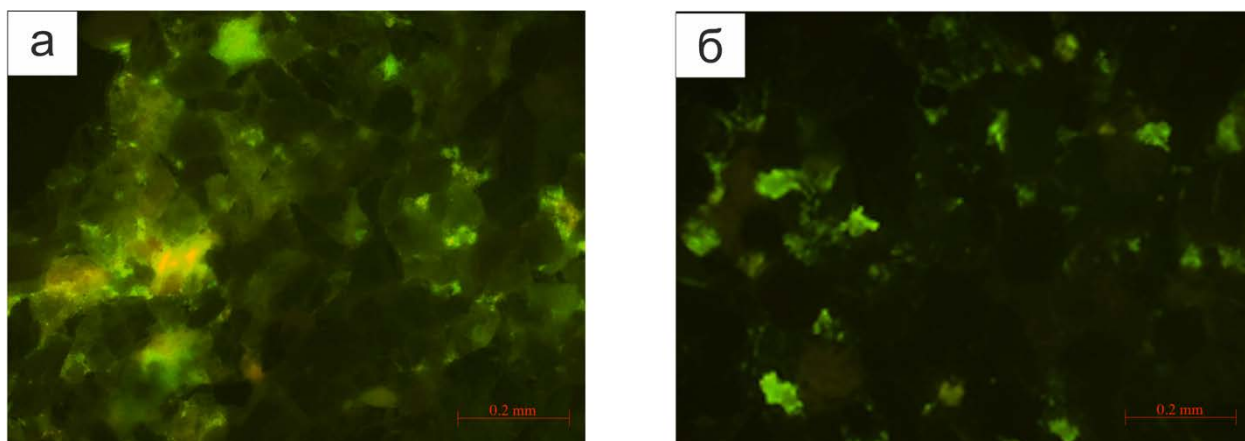


Рисунок 65. Люминесцентные шлифы мелкозернистых песчаников из скв. D15: а) J_{1s2} , 4882,7 м; б) J_{2t2} , 4061,5 м.

Верхнесаньгунхэская подсвита (J_{1s3}) сложена глинистыми отложениями прибрежно озерного генезиса. Для коллекторов свиты Саньгунхэ флюидоупорами могут быть глинистые отложения ее верхней подсвиты и свиты Сишаньяо.

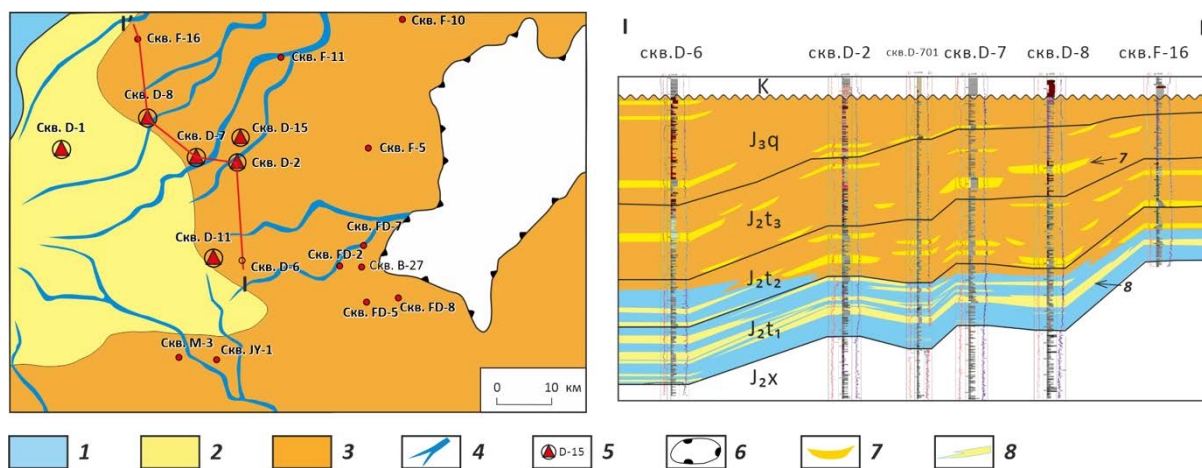


Рисунок 66. Обстановки осадконакопления нижнетоутунхэской подсвиты восточной части впадины Фукан (построено на основе анализа сейсмического атрибута и по данным бурения, PetroChina, 2021)

Обстановки осадконакопления (1–4): 1 — мелководные, 2 — переходные авандельтовые, 3 — озерные прибрежные/ береговые, 4 — русловые; 5 — скважины с нефтепроявлениями, 6 — граница денудационно-эрозионной зоны; песчаные тела (7–8): 7 — русловые, 8 — фронтальной части дельты

Во время накопления нижнетоутунхэской подсвиты (J_{2t_1}) климат был теплым и влажным, количество осадков возросло, при этом площадь озера незначительно увеличилась. На рассматриваемой территории в центральной части впадины на фронтальной части речных дельт накапливались песчаные отложения (рис. 66). Они сложены мелкозернистыми песчаниками и имеют плохие ФЕС (пористость 3,5–15%, в среднем 9,1% и проницаемость 0,01–3,9 мД, в среднем 0,5 мД). При этом в прибрежных условиях озер отлагались русловые песчаные тела с лучшими ФЕС — пористость в среднем 15,1 % (вариации 3,2–21,5%), проницаемость в среднем 11 мД (вариации 0,01–138,1 мД).

Во время накопления среднетоутунхэской подсвиты (J_{2t_2}), во время II фазы Яньшаньской складчатости в восточной части впадины Фукан произошло воздымание, при этом площадь озера уменьшилась, дельтовые равнины переместились к центру впадины, песчаные тела накапливались в прибрежных частях озер и руслах рек. Песчаные тела в руслах рек сложены мелкозернистыми песчаниками и песчаниками с мелкой галькой, они имеют умеренные ФЕС (пористость в среднем 16–16,5%, проницаемость в среднем 37,9–44,3 мД) (табл. 11). При бурении скв. D-15 в песчаных пластах среднетоутунхэской подсвиты отмечены нефтепроявления и по шлифам видно, что поровое пространство коллектора хорошо сообщается, но нефтенасыщенность разная (рис. 65 б).

Экранирующие свойства прибрежных глинистых отложений тоутунхэских свиты удовлетворительные, региональной покрывкой служат глинистые отложения мелового возраста.

Обобщая вышеизложенные можно сделать следующие выводы:

- хотя верхнепермские коллекторы на восточном склоне впадины имеют плохие ФЕС, они находятся в прямом контакте с высококачественными среднепермскими НГМП, что благоприятно для миграции нефти и формирования скоплений в них нефти, т.е. они могут являться объектами поисков и разведки скоплений нефти. Это подтверждается высокодебитными притоками нефти из них, полученных из верхнепермских отложений в скважине КТ-1;
- лучшие коллекторы свиты Карамай приурочены к южной части выступа Бейсаньтай, где в некоторых скважинах (скв. В-46, В-23) уже получен приток нефти, но на восточном склоне впадины редко отмечаются песчаные тела;
- коллекторы свит Саньгунхэ и Тоутухэ на восточном склоне впадины имеют средние фильтрационно-емкостные свойства, в них отмечаются нефтепроявления, они могут явиться объектом поиска и разведки скоплений нефти.

6.2 Ловушки и залежи

В ловушках происходит аккумуляция и консервация нефти и газа, поэтому они являются объектами поисково-разведочных работ (Бакиров и др., 1990). В свитах Вутунгоу, Карамай, Саньгунхэ и Тоутунхэ восточной части впадины выделяются следующие основные генетические типы ловушек (Брод, 1964; Леворсен, 1970; Баженова и др., 2012): структурные, связанные с тектоническими деформациями (как пликативными, так и дизъюнктивными), стратиграфические, включающие литологически экранированные и комбинированные.

В отложениях чансинского яруса пермской системы (P_3) стратиграфические и литологические конседиментационные ловушки формировались во время трансгрессии при расширении и углублении озера, глинистые отложения перекрывали уже образовавшиеся песчаные тела (рис. 67). Как уже отмечалось, во время накопления свиты Карамай также проходила трансгрессия, отличие состоит в том, что в ней отсутствуют ловушки, связанные с несогласием.

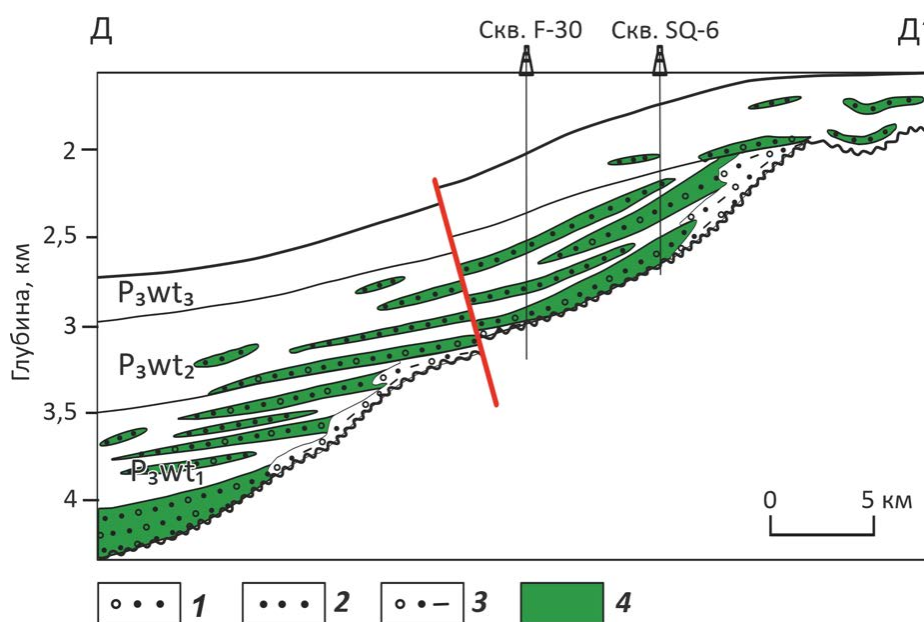


Рисунок 67. Типы ловушек свиты Вутунгоу в отложениях чансинского яруса пермской системы по разрезу Д–Д' (построено на основе анализа сейсмического атрибута и по данным бурения)

Условные обозначения: 1 — песчанистые конгломераты; 2 — песчаники; 3 — глинисто-песчанистые конгломераты; 4 — ловушки. Линию разреза см. на рис. 10

В свитах Саньгунхэ и Тоутунхэ погруженной части впадины литологически экранированные ловушки образовались в результате выклинивания песчаных тел по

восстанию слоев (рис. 68).

Во время яньшаньской фазы мезозойской складчатости (J_{2-3} – K_3) восточный борт впадины Фукан быстро воздымался, пласты осадочных пород в пределах выступа Бейсаньтай деформировались, образуя пликативные структуры и среди них антиклинальные. В это же время системы дизъюнктивных нарушений активизировались, по разломам происходило смещение песчаных и глинистых пластов, на склоне выступа формировались тектонически экранированные ловушки (рис. 67, 68).

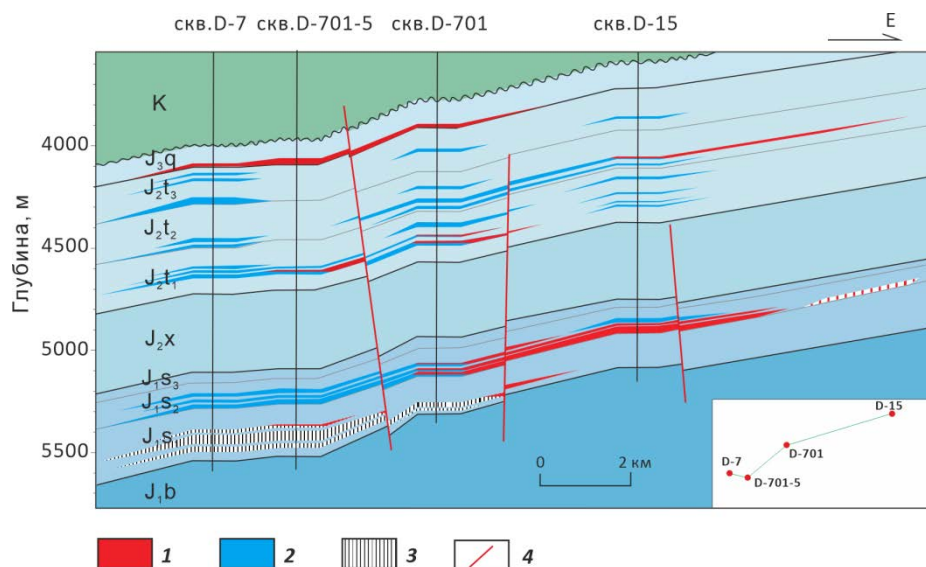


Рисунок 68. Разрез юрских нефтепродуктивных отложений в восточной части впадины Фукан (построено по данным бурения).

Условные обозначения: 1 — нефть; 2 — вода; 3 — «сухие» пласты; 4 — разломы. Линию разреза см. на рис. 10

6.3 Направление и пути миграции углеводородных флюидов

УВ-флюиды мигрируют в основном по «доминирующим» каналам, которые на восточном склоне впадины Фукан представлены разломами, моноклинально залегающими песчаными пластами и зонами стратиграфических несогласий, где могли формироваться вторичные коллекторы. Латеральная миграция проходила в направлении уменьшения пластового давления (по градиенту давления), а зоны трещиноватости субвертикальных разломов обеспечивали вертикальную миграцию (рис. 69).

Пермский НГК. Эрозионные зоны с вторичными коллекторами, которые приурочены к эрозионным границам несогласий, могут быть путями латеральной миграции УВ-флюидов (Levorsen, 1954; Qu, 2003). В восточной части впадины Фукан в осадочном

разрезах отмечается 8 несогласий, два из которых региональные — в подошве свиты Пиндицюань и между свитами Пиндицюань и Вутунгоу. Они являются путями латеральной миграции УВ-флюидов на большие расстояния — из НГМП свиты Пиндицюань в центральной части впадины Фукан в коллекторы ловушек выступа Бейсаньтай.

Кроме этого, дельтовые русловые песчаники нижней подсвиты (P_{3wt1}) свиты Вутунгоу представляют собой непрерывный миграционный слой с хорошими коллекторскими свойствами (когда глубина его залегания не очень большая), которые находятся в прямом контакте с среднепермскими НГМП по несогласию, что способствовало латеральной миграции нефти до уже существующих конседиментационных ловушек на восточном склоне впадины.

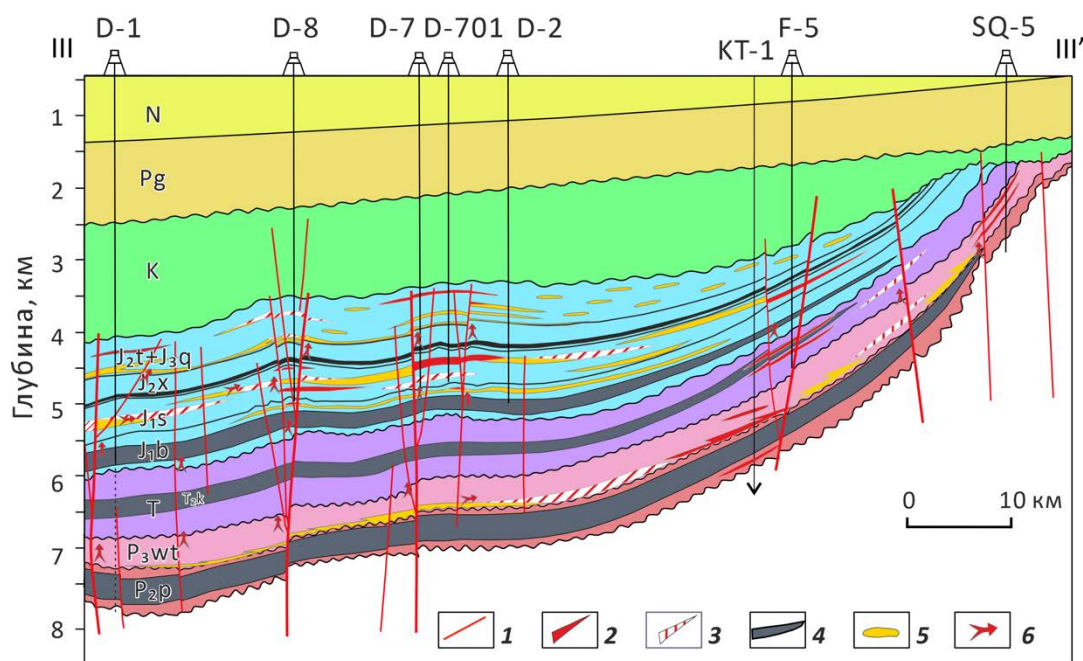


Рисунок 69. Вероятностная модель формирования залежей на восточном склоне впадины Фукан (построено на основе анализа сейсмического атрибута и по данным бурения)
Условные обозначения: 1 — разломы, 2 — доказанные залежи нефти, 3 — прогнозные залежи нефти, 4 — нефтегазоматеринские породы, 5 — песчаные тела, 6 — пути вторичной миграции. Линию разреза см. на рис. 10

Разломы и зоны трещиноватости являются основными каналами для вертикальной миграции УВ-флюидов. Как уже отмечалось, во впадине развиты многочисленные субвертикальные разломы, которые могут служить путями вторичной миграции от среднепермских НГМП до ловушек в вутунгоуских отложениях. Разломы, сформировавшиеся во время тектонической активизации яньшаньской фазы мезозойской складчатости (J_{2-3} – K_3), были проводящими. В это же время среднепермские НГМП уже

находились в ГЗН и интенсивно генерировали микроневть ($R^{\circ} > 0,65\%$), разломы контролировали ее вертикальную миграцию.

Триасовый НГК (свита Карамай). УВ-флюиды, образовавшиеся в очаге генерации в материнских породах свиты Карамай, могли мигрировать в песчаные тела этой свиты (залежи в скв. F-5). При этом миграционные потери флюидов были минимальные. Нефти из среднепермских НГМП также могли мигрировать вверх по разломам в ловушки Карамайской свиты..

Юрский НГК. Мощные и широко распространенные песчаные пласты среднесаньгунхэской подсвиты (J_{1S2}) являются основными путями латеральной миграции УВ-флюидов из разновозрастных НГМП. УВ-флюиды поступали в песчаные пласты коллекторов-проводников под действием АВПД и далее мигрировали по восстанию пластов по градиенту пластового давления до ловушек (Shi, 2017).

Разломы и зоны трещиноватости с хорошей проницаемостью являются каналами вертикальной миграции нефти и положительным фактором в формировании нефтяных залежей в свите Тоутунхэ (J_{2t}), УВ-флюиды из разновозрастных НГМП могли мигрировать в коллекторы свиты Тоутунхэ только за счет вертикальной проводимости разломов. Большинство разломов в восточной части впадины субвертикальные. Это снижает лобовое давления на плоскость разлома и значительно увеличивает эффективность проводимости разлома, что делает разлом в этой области хорошим каналом для вертикальной миграции нефти. Во время неоднократных тектонических подвижек разломы активизировались, УВ-флюиды из области высокого давления из разновозрастных НГМП мигрировали вверх по разломам и накапливались в ловушках вышележащих отложений.

6.4 Основные геологические факторы, контролирующие формирование скоплений углеводородных флюидов

Генерацию жидких углеводородных флюидов в недрах впадины Фукан, как уже отмечалось, обеспечивали среднепермские, среднетриасовые и ниже-среднеюрские НГМП, которые содержат достаточное количество органического вещества смешанного гумусово-сапропелевого состава и находятся в главной зоне нефтеобразования как в центральной части впадины, так и на ее восточном склоне.

Формирование скоплений нефти на восточном склоне впадины Фукан в основном контролируется аномально высоким пластовым давлением (АВПД), формирующимся за счет активной генерации нефти и газа в НГМП, наличием песчаных пластов коллекторов-проводников, разломов и ловушек разного генезиса. АВПД обеспечивает движущую силу для миграции нефти, разломы и ловушки вместе контролируют распределение скоплений

нефти в разрезе восточного склона впадины Фукан.

АВПД, отмечаемое в разновозрастных НГМП (рис. 70), создавало достаточную движущую силу для преодоления капиллярной силы при миграции микроневфти внутри НГМП и первичной аккумуляции в ее кровельной и подошвенной частях, способствуя образованию микротрещин, по которым шла первичная миграция нефти. АВПД формировалось в пермских, триасовых и юрских коллекторах, как бы, перемещаясь от центра впадины к периферийному выступу и, по всей вероятности, влияло на вертикальную миграцию нефти по разломам и на латеральную миграцию по песчаным пластам и несогласиям.

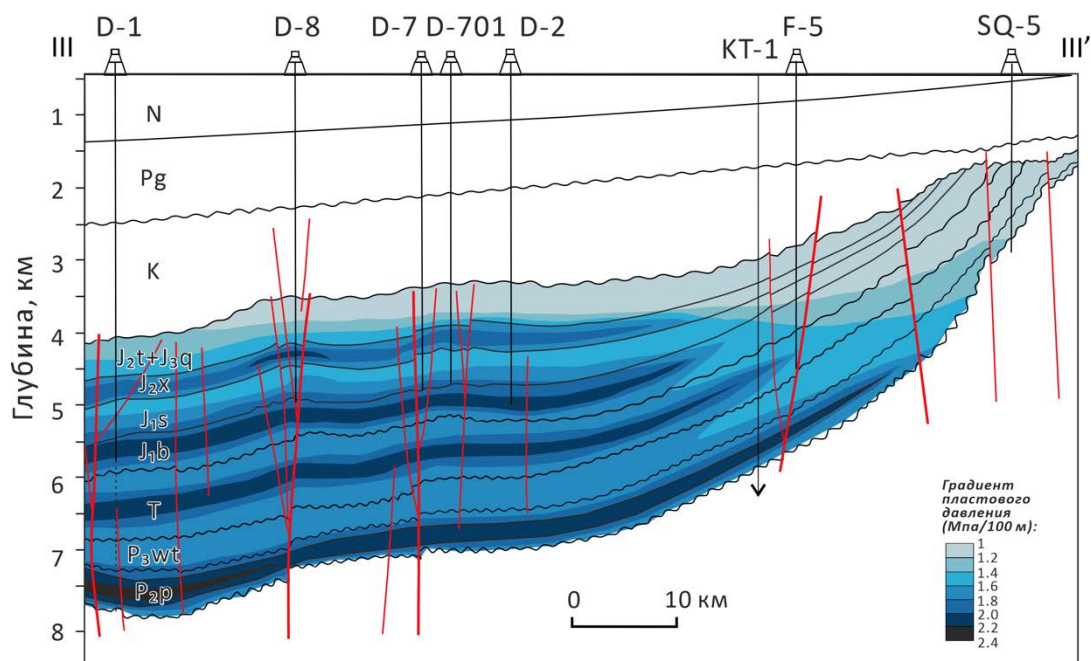


Рисунок 70. Градиент пластового давления в пермских, триасовых и юрских отложениях восточного склона впадины Фукан (построено по данным в работах Liu et al., 2002; Shi, 2017; Liu, 2020). Линию разреза см. на рис. 10

Разломы и ловушки. С позиций осадочно-миграционной теории образования нефти (Вассоевич и др., 1986) наличие разломов является важным фактором, влияющим на формирование залежей, что подчеркивается многими российскими и зарубежными исследователями (Конторович и др., 2014; Попова и др., 2017; Bouvier et al., 1989; Luo, 2010 и многие др.). С одной стороны, разломы могут служить путями миграции углеводородных флюидов при формировании нефтяных залежей, с другой, препятствовать латеральной миграции нефти. Во впадине Фукан разломы связывают разновозрастные нефтегазоматеринские породы и песчаные тела (коллекторы) в пермских, триасовых и юрских отложениях, что способствует УВ-флюидам мигрировать из разновозрастных

НГМП в ловушки разного возраста и генезиса, и в итоге формировать скопления нефти и газа (рис. 69). Разломы простирающиеся с юга на север, образовавшиеся во время яньшаньской фазы мезозойской складчатости на восточном склоне впадины в определенной степени препятствовали миграции нефти, образующейся в более позднее время, к ловушкам на выступе Бейсаньтай, поэтому большая часть нефти могла аккумулироваться в погруженной части впадины, где также формировались ловушки. Это обстоятельство повышает перспективность нефтегазоносности данного региона.

На основании проведенных исследований можно заключить, что в пермских, триасовых и юрских отложениях во впадине Фукан и на ее восточном склоне существовали благоприятные условия для формирования нефтяных залежей, поскольку в их пределах происходила генерация, аккумуляция УВ-флюидов и консервация залежей:

1) нефтегазоматеринские породы, среди которых среднепермские являются основными, в погруженной центральной части впадины исчерпали свой нефтегенерационный потенциал и смогли обеспечить достаточное количество жидких УВ-флюидов для разновозрастных залежей на выступе Бейсаньтай и в зоне Разломов, но в пределах восточного склона они продолжают генерировать микронефть;

2) во время накопления свит Вутунгоу, Карамай, Саньгунхэ и Тоутунхэ на восточном склоне формировались песчаные тела разного генезиса, образуя резервуары для нефти. Коллекторы свит Вутунгоу, Саньгунхэ и Тоутунхэ в разных частях впадины можно рассматривать как объекты поиска и разведки;

3) нефти, образовавшиеся в очагах генерации в разновозрастных нефтегазоматеринских породах в погруженной части впадины Фукан, могли мигрировать по моноклинально залегающим песчаным пластам, по разломам и зонам региональных несогласий до уже существовавших в это время конседиментационных ловушек и аккумулироваться в них. Аномально высокое пластовое давление является основной движущей силой латеральной и вертикальной миграции нефти;

4) региональные флюидоупоры верхней части свиты Вутунгоу, глинистые нижнетриасовые, верхнетриасовые и меловые отложения обеспечивали консервацию залежей в восточной части впадины Фукан и на ее восточном склоне.

Заключение

Комплексное геолого-геохимическое изучение органического вещества разновозрастных нефтегазоматеринских пород и нефтей залежей в пермских, триасовых и юрских НГК восточной части впадины Фукан позволило реконструировать тип исходного ОВ, условия его седиментации, а также степень зрелости, и на этой основе оценить нефтегенерационный потенциал основных НГМП. Корреляция состава и свойств нефтей залежей, разделенных в пространстве, выявили их генетическую связь с органическим веществом НГМП, выделенных в осадочном разрезе впадины Фукан. Нефтегеологическое моделирование и анализ факторов, контролирующих формирование скоплений нефти во впадине и на ее восточном склоне, позволяют оценивать перспективы их нефтегазоносности и в дальнейшем обосновать основные направления поисково-разведочных работ.

Было установлено, что нефтематеринские свойства (количество и качество ОВ) **среднепермских** отложений (P_{2p}) начали формироваться в лагуне и/или соленом озере, где накапливалось гумусово-сапропелевое ОВ (тип керогена II_1-II_2) в относительно восстановительных условиях седиментации. Среднепермские НГМП с повышенным содержанием ОВ (1–6,72%) и хорошим и превосходным генерационным потенциалом (от 2 до 26,28 мг УВ/г породы) отмечаются в северной части выступа Бейсаньтай и во впадине Фукан. Эти НГМП являются основной материнской толщей, углеводородные флюиды которой сформировали геологические запасы нефти во впадине. В дальнейшей геологической истории (210 млн. лет назад) они находились в условиях главной зоны нефтегенерации ($МК_1$ – середина $МК_3$) и продуцировали углеводородные флюиды. В это время в верхнепермских и триасовых отложениях формировались конседиментационные ловушки, куда эти флюиды мигрировали. Тектонические условия в мезозое во всем Джунгарском бассейне и во впадине в его пределах были не стабильные, поэтому происходило частичное разрушение залежей, но на этом фоне шло формирование стратиграфических и тектонических ловушек и путей миграции углеводородных флюидов.

Нефтегазоматеринские глинистые отложения **верхней части свиты Карамай** (T_{2k}) накопились в пресноводном озере или в озере с незначительной соленостью в относительно восстановительной обстановке седиментации, богаты ОВ (в среднем $Сорг >2\%$) аквагенного (III_1 тип) и смешанного (III_2-III) генезиса и в настоящее время находятся в главной зоне нефтеобразования (градации от $МК_1$ до $МК_2$ и более). Темно-серые и углистые аргиллиты во впадине Фукан характеризуются хорошим генерационным потенциалом (от 2,19 до 27,76 мг УВ/г породы), они уже участвовали в формировании залежей нефти свиты Карамай восточного склона впадины.

Нижне-среднеюрские НГМП во впадине Фукан накапливались также в континентальных условиях, но в пресных озерах, где осаждалось сапропелево-гумусовое ОВ, тип керогена II₂–III (условия седиментации и доля сапропелевой составляющей в разных частях впадины и во времени менялись), в относительно окислительных условиях. В более погруженной части впадины они также находятся в главной зоне нефтеобразования (конец ПК₃ – МК₂ и более), генерировали микроневть, которая мигрировала в ловушки разного генезиса в более приподнятую восточную часть впадины.

На основании анализа изотопного состава углерода нефтей и битумоидов ОВ и результатами биомаркерного анализа нефти пермских, триасовых и юрских НГК восточной части впадины Фукан подразделяются на четыре генетических типа по возрасту продуцирующих их НГМП. Выявлена генетическая связь нефтей разновозрастных залежей выступа Бейсаньтай, зоны Разломов и нефтей залежей в верхнепермских отложениях восточного склона впадины Фукан со среднепермскими НГМП, что подтверждает значительный нефтегенерационный потенциал этих НГМП. Нефти, генетически связанные с среднетриасовыми НГМП отмечаются только в среднетриасовых залежах (скв. F-5). Нефти среднеюрских залежей (свита Сишаньяо) месторождения Шабей имеют генетическую связь с нижнеюрскими НГМП. Источником нефтей залежей в нижне-среднеюрских отложениях восточного склона впадины могут являться также выделенные разновозрастные НГМП, углеводородные флюиды которых мигрировали по зонам разломов.

Проведенные исследования органического вещества нефтегазоматеринских пород и нефтей и последующая геолого-геохимическая интерпретация их состава и свойств, а также анализ истории геологического развития впадины Фукан, позволили оценить благоприятные условия для формирования нефтяных залежей в погруженной части восточного склона впадины. Эти выводы подтверждаются компьютерным моделированием процессов генерации нефтей залежей в разрезе восточной части впадины Фукан. Дальнейший прогноз нефтегазоносности восточной части впадины Фукан будет связан с анализом характеристик песчаных тел, и по мере увеличения на восточном склоне впадины объема геолого-разведочных работ — с выявлением разломов и связанных с ними ловушек.

Список литературы

1. Алексеев Ф.А. Крылова Т.А. Закономерности распределения изотопов углерода в нефтях и некоторые вопросы генезиса нефти и формирования месторождений. — М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1974. — С. 26–39.
2. Баженова О.К., Арефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы // Геохимия. — 1998. — № 3. — С. 286–294.
3. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов / Под ред. Б.А. Соколов. — М.: Издательство МГУ, 2012. — 384 с.
4. Бакиров Э. А., Ермолкин В. И., Ларин В. И. и др. Геология нефти и газа: Учебник для вузов / Под ред. Э. А. Бакирова. — М.: Недра, 1990. — 240 с.
5. Ботнева Т.А. Цикличность процессов нефтеобразования. — М.: Недра, 1972. — 255 с.
6. Вассоевич Н.В. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. — М.: Наука, 1986. — 368 с.
7. Галимов Э. М. Изотопный метод выявления нефтегазоматеринских отложений на примере месторождений ряда регионов СССР // Изв. АН СССР. Сер. геол. — 1986. — № 4. — С. 3–21.
8. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Под ред. Ю.И. Галушкин. — М.: Науч. мир, 2007. — 456 с.
9. Гончаров И.В., Носова С.В., Вяткина Н.В. О механизме образования длинноцепочечных алкилбензолов и алкилнафталинов // материалы IV Международной конференции «Химия нефти и газа», Томск, 2000. — С. 166–169.
10. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В. и др. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области // Геология нефти и газа. — 2004. — № 5. — С. 53–59.
11. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. — М.: РГУНиГ им. И.М. Губкина, 2015. — 559 с.
12. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии. — М.: МАКС Пресс., 2010. — 240 с.
13. Гусева А.Н., Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б. К биогеохимии липидов, липоидов и родственных полимерных соединений / В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. — М.: Наука, 1976. — С. 25–56.
14. Изосимова А.Н., Чалая О.Н. Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. — Новосибирск: Наука, 1989. — 125 с.

15. Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. Изотопный состав углерода органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. — 1986. — № 5. — С. 3–13.
16. Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., М.В. Соловьев. Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование верхнеюрских и меловых залежей углеводородов в северной части Александровского свода // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 847–861.
17. Леворсен А. Геология нефти и газа // Науки о Земле. Т. 22. — М.: Мир, 1970. — 640 с.
18. Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. — Спб.: Недра, 1998. — 576 с.
19. Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г. и др. Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода // Георесурсы. — 2021. — Т. 23. — №. 2. — С. 87–98.
20. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 264 с.
21. Петров Ал.А., Арефьев О.А. Биомаркеры и геохимия процессов нефтеобразования // Геохимия. — 1990. — №5. — С. 704–712.
22. Попова К.В., Додонова Л.С., Габнасыров А.В., Соловьев С.И. и др. Анализ позитивного и негативного влияния разрывных нарушений на сохранность залежей углеводородов на юго-востоке Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2017. — №4. — С. 4–11.
23. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учеб. пособие. — М.: ИД «ФОРУМ», 2009. — 336 с.
24. Савиных М.И., Серебренникова О.В. Мумиеносность алтае-саяно-хангайского континентального свода // Региональная геология и металлогения. — 2011. — № 46. — С. 98–104.
25. Соболева Е.В., Гусева А.Н. Химия горючих ископаемых: Учебник/ под ред. Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. — М.: Издательство МГУ, 2010. — 312 с.
26. Alberdi, M., Lopez, L. Biomarkers 18(H)-oleanane: a geochemical tool to assess Venezuelan petroleum systems // J. of South American Earth Sciences. — 2000. — Vol. 13. — N. 8. — P. 751–759.
27. Aquino Neto F.R., Trendel J.M., Restle A., et al. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and oils. In book: Bjoroy M, Albrecht C, Cornford C. Advance in Organic Geochemistry 1981. — New York: John Wiley, 1983. — P. 659–667.
28. Bordenave M.L., Espitalié J., Leplat P. et al. Screening techniques for source rock evaluation / In: Bordenave M.L. (ed) Applied Petroleum Geochemistry. — Paris: Editions Technip,

1993. — P. 218–278.
29. Bourbonniere R.A., Meyers P.A. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie // *Limnol. Oceanogr.* — 1996. — Vol. 41. — N. 2. — P. 352–359.
30. Bouvier J. D., Kaars-Sijpesteijn C. H., Kluesner D. F., et al. Three-Dimensional Seismic Interpretation and Fault Sealing Investigation, Nun River Field, Nigeria // *AAPG Bulletin.* — 1989. — Vol. 73. — N. 11. — P. 1397–1414.
31. Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffines as a clue to recognition of source beds // *Geochim. Cosmochim. Acta.* — 1961. — Vol. 22. — N. 1. — P. 2–15.
32. Cao Yingchang, Hu Ruining, Wang Jian et al., Sequence stratigraphy and sedimentary system distribution of the Jurrassic in Fudong slope area, Junggar basin // *J. of Northeast Petroleum University.* — 2016. — Vol. 40. — N. 6. — P. 82–95.
33. Chen An-ding, Zhao Jun-feng, Qi Jian-hua, et al. Distribution of tricyclic terpane and sterane with application to oil-source correlation in southern Turgay Basin // *Xinjiang Pet Geol.* — 2013. — Vol. 34. — N. 5. — P. 602–606.
34. Chen Jianping, Deng Chunping, Liang Digang, et al. The Cainan oilfield: a typical mixed crude oil of three-endmember // *Acta Sedimentologica Sinica.* — 2004. — Vol. 22(s). — P. 91–97.
35. Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, et al. Oil-source identification for the mixed oils derived from multiple source rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part I: Fundamental geochemical features of source rock // *Petroleum Exploration and Development.* — 2003. — Vol. 30. — N. 4. — P. 19–24.
36. Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China // *Acta Geol. Sin.* — 2016. — Vol. 90. — N. 1. — P. 37–67.
37. Chen Xin, Lu Huafu, Shu Liangshu et al. Study on tectonic evolution of Junggar basin // *Geological J. of China Universities.* — 2002. — Vol. 8. — N. 3. — P. 257–267.
38. Chen Zhelong, Liu Guangdi, Wei Yanzhou et al. Distribution pattern of tricyclic terpanes and its influencing factors in the Permian source rocks from Mahu Depression in the Junggar Basin // *Oil Gas Geol.* — 2017. — Vol. 38. — N. 2. — P. 311–322.
39. Cheng Z. Vertebrates: in Permian and Triassic strata and fossil assemblages in the Dalongkou area of Jimsar, Xinjiang. / In book: Peoples Republic of China Ministry of Geology and Mineral Resources Geology Memoirs (2). — 1980. — Vol. 3. — P. 207–218.
40. Cheng Zhengwu, Wu Shaozu, Fang Xiaosi. The Permian-Triassic sequences in the southern margin of the Junggar basin and the Turpan basin, Xinjiang // *Xinjiang Geology.* — 1997. — Vol.15. — N. 2. — P. 155–173.

41. Clark J.P., Philp R.P. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta // *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. — 1989. — Vol. 37. — N. 4. — P. 401–416.
42. Connan J., Bouroullec J., Dessort D., et al. The microbial input in carbonate-anhydrite faces of a Sabkha palaeoenvironment from Guatemala: A molecular approach // *Org Geochem*. — 1986. — Vol. 10(1/3). — P. 29–50.
43. Connon J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // *Geochim. Cosmochim. Acta*. — 1980. — No. 44. — P. 1–23.
44. Cranwell P.A., Eglinton G., Robinson N. Lipids of aquatic organisms as potential contributors to lacustrine Sediments-II // *Organic Geochemistry*. — 1987. — Vol. 11. — N. 6. — P. 513–527.
45. de Leeuw, J.W., Sinnighe Damste, J.S. Organic Sulfur Compounds and Other Biomarkers as Indicators of Palaeosalinity // *Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels*, ACS. — 1990. — P. 417–443.
46. Dean R.A. Whitehead E.V. The occurrence of phytane in petroleum // *Tetrahedron Letters*. — 1961. — Vol. 2. — N. 21. — P. 768–770.
47. Deng S.H., Lu Y.Z., Fan R., et al. The Jurassic System of Northern Xinjiang. — China: University of Science and Technology of China Press, 2010. — 279 p.
48. Deng Shenghui, Wang Sien, Yang Zhenyu et al., Comprehensive study of the Middle-Upper Jurassic strata in the Junggar basin, Xinjiang // *Acta Geoscientica Sinica*. — 2015. — Vol. 36. — N. 5. — P. 559–574.
49. Dutta S., Greenwood P. F., Brocke R. et al. New insights into the relationship between Tasmanites and tricyclic terpenoids // *Organic geochemistry*. — 2006. — Vol. 37. — N. 1. — P. 117–127.
50. Eglinton G., Calvin, M. Chemical fossils // *Sci. Am*. — 1967. — Vol. 216. — N. 1. — P. 32–43.
51. Eglinton G., Hamilton, R. J. Leaf Epicuticular Waxes // *Science*. — 1967. — Vol. 156 (3780). — P. 1322–1335.
52. Ekweozor C., Strausz O. Tricyclic terpanes in the Athabasca oil sands: Their geochemistry. In book Bjorøy M., Albrecht P., Cornford C., de Groot K., Eglinton G., Galimov E., Leythaeuser D., Pelet R., Rullkötter J., Speers G. *Advances in Organic Geochemistry*. New York: Wiley, 1983. — P. 746–766.
53. Ekweozor C.M., Okogun J.J., Ekong D.E.U., et al. C₂₄-C₂₇ degraded triterpanes in Nigerian petroleum: Novel molecular markers of source rocks/input or organic maturation? // *J.*

Geochem Explor. — 1981. — 15(1/3). — P. 653–662.

54. Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xu Jiayou et al. Application of biomarker compounds in assessment of paleoenvironments of Chinese terrestrial sediments // *Geochimica*. — 1991. — N. 1. — P. 1–21.

55. Gao Gang, Wang Xuan, Zhang Weiwei et al. Significance of stylolite on organic matter enrichment and fluid migration: A case study on stylolite in the Ordovician carbonate rocks of Ordos Basin // *Petroleum Science Bulletin*. — 2017. — Vol. 2. — N. 1. — P. 1–11.

56. Gong S, George S C, Volk H, et al. Petroleum charge history in the lunnan low uplift, Tarim Basin, China evidence from oil-bearing fluid inclusions // *Organic Geochemistry*. — 2007. — Vol. 38. — N. 8. — P. 1341–1355.

57. Grande S. M. B. D., Neto F. R. A., Mello M. R. Extended tricyclic terpanes in sediments and petroleums // *Org Geochem*. — 1993. — Vol. 20. — N. 7. — P. 1039–1047.

58. Grantham, P. J., Posthuma J., Groot K. de. Variation and significance of the C27 and C28 triterpane content of a North Sea core and various North Sea crude oils // *Physics and Chemistry of The Earth*. — 1980. — Vol. 12. — P. 29–38.

59. Grantham, P.J., Posthuma, J., Baak, A., 1986. Triterpanes in a number of far-eastern crude oils / Bjorøy, M. et al. (Eds.), *Advances in Organic Geochemistry*, 1981. — P. 675–683.

60. Guo Chunqing, Shen Zhong min, Zhang Linye, et al. Biogenic origin characteristics of hydrocarbon source rocks and classification of oils in the south part of Junggar basin, China // *J. of Chengdu University of the Technology (science & technology edition)*. — 2005. — Vol. 32. — N. 3. — P. 257–262.

61. Hao Fang, Zou Huayao, Fang Yong et al. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment // *Acat Petrolei Sinica*. — 2006. — Vol. 27. — N. 5. — P. 9–18.

62. He Dengfa, Li Desheng, Tong Xiaoguang, et al. Accumulation and distribution of oil and gas controlled by paleo-uplift in poly-history superimposed basin // *Acta Petrolei Sinica*. — 2008. — Vol. 29. — N. 4. — P. 475–488.

63. He Dengfa, Wu Songtao Zhao Ling et al. Tectono-depositional setting and its evolution during Permian to Triassic around Mahu Sag, Junggar Basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2018. — Vol. 39. — N. 1. — P. 35–47.

64. He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin // *Oil & Gas Geology*. — 2018. — Vol. 39. — N. 5. — P. 845–861.

65. He Haiqing, Zhi Dongming, Tang Yong, et al. A great discovery of Well Kangtan 1 in the Fukang Sag in the Junggar Basin and its significance // *China Petroleum Exploration* — 2021. — Vol. 26. — N. 2. — P. 1–11.

66. He Kai, Zeng Liangxiong, Li Peijun et al. Evaluation and exploration proposal of the hydrocarbon source rocks in Xiaoquangou group of Fukang sag // *J. Southwest Petroleum University (Science and Technology Edi.)*. — 2008. — Vol. 30. — N 4. — P. 51–54.
67. He Wenjun, Fei Liying, Ablimiti Yiming, et al. Accumulation conditions of dehydrocarbon and exploration potential analysis in Junggar Basin, NW China // *Earth Science Frontiers*. — 2019. — Vol. 26. — N. 1. — P.189–201.
68. Hu Chaoyuan. Source bed controls hydrocarbon habitat in continental // *Acta Petrolei Sinica*. — 1982. — N. 2. — P. 9–13.
69. Hu Jianyi, Huang Difan. Theoretical basis of continental petroleum geology in China. — Beijing: Petroleum Industry Press, 1991. — 350 p. (in Chinese).
70. Hu Ping, Xu Heng, Li Xinbing et al. Sedimentary environments and stratigraphic base-level cycle division of Jurassic coal measures in the east of Junggar Basin // *Acta Sedimentologica Sinica*. — 2006. — Vol 24. — N 3. — P. 378–386.
71. Huang Baoren. Mesozoic and Cenozoic Ostracoda stratigraphy of the Junggar basin // *Journal of Stratigraphy*. —1982. —Vol. 6. — N. 3. —P. 183–188. (in Chinese).
72. Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters // *Acta Sedimentologica Sinica*. — 1984. — Vol. 2. — N. 3. — P. 18–33.
73. Huang Pin, Li Jianguo. Sporopollen assemblages from the xishanyao and toutunhe formations at the honggou section of the manasi river, Xinjiang and their stratigraphical significance // *Acta Micropalaeontologica Sinica*. — 2007. — Vol. 24. — N. 2. — P. 170–193.
74. Huang Wenye, Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators. // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. — 1979. — Vol. 43. — N .5. — P. 739–745.
75. Jahn B. M., Windley B., Natal'in B. et al. Phanerozoic continental growth in Central Asia // *Journal of Asian Earth Sciences*. — 2004. — Vol. 23. — N. 5. — P. 599–603.
76. Jiang Z.S., Fowler M.G. Carotenoid-derived alkanes in oils from northwestern China // *Organic Geochemistry*. — 1986. — Vol.10. — N. 4–6. — P. 831–839.
77. Johns, R.B. (ed.). *Biological Markers in the Sedimentary Record*. — Amsterdam: Elsevier, 1986. — 364 p.
78. Kolattukudy P.E. Oxidation of Paraffins by Plant Tissues // *Plant Physiology*. — 1969. — Vol. 44. — N. 2. — P. 315–317.
79. Kruge M. A., Hubert J. F., Akes R. J., et al. Biological markers in Lower Jurassic synrift lacustrine black shales, Hartford basin, Connecticut, U.S.A. // *Org Geochem*. — 1990. — Vol. 15. — N. 3. — P. 281–289.
80. Kuang J. Terrene connection, formation and evolution of Junggar basin // *Xinjiang*

- Petroleum Geology. — 1993. — Vol. 14. — N. 2. — P. 126–132.
81. Levorsen, A.I. Geology of Petroleum. — San Francisco: W.H. Freeman and Company, 1954. — P. 618–624.
82. Li Yanju, Zhang Ting, Xu Tai et al. Formation mechanism of deeply buried high-quality reservoir: example from clastic reservoir of Sangonghe Formation in Fudong Slope zone, Jungar Basin // *Northwestern Geology*. — 2019. — Vol. 52. — N. 3. — P. 151–161.
83. Liang Wenjie. Petroleum chemistry, 2nd ed. — Beijing: China University of Petroleum Press, 2009. — 525 p. (in Chinese)
84. Lin Miruo, Cao Yingchang, Xi kelai et al. Characteristics and controlling factors of Permian Reservoirs in eastern slope of Fukang sag // *J. of Jinlin University (Earth Science Edition)*. — 2018. — Vol. 48. — N. 4. — P. 991–1007.
85. Liu Dezhi. Division of dynamic subsystem for hydrocarbon migration and accumulation in Jurassic middle 4 Block of Jungar Basin and its exploration significance // *Fault-Block Oil & Gas Field*. — 2020. — Vol. 27. — N. 2. — P. 149–154.
86. Liu Guanghua. Present situation and development of research on coal-bearing deposits // *Earth Science Frontiers*. — 1999. — Vol. 6 (s). — P. 101–108.
87. Liu Junbang, Liu Zhen, Jing Xiaofeng, et al. The oil-gas migration patterns in Sha'nan-Beisantai area in Eastern Junggar basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2013. — Vol. 34. — N. 2. — P. 149–153.
88. Liu Ni, Chen Yuyi, Li Jiang et al. A comprehensive research on reservoir heterogeneity of the Sangonghe Formation in the north of the Fukang sag, Junggar Basin // *Geology and Exploration*. — 2020. — Vol. 56. — N. 2. — P. 451–464.
89. Liu Zhen, Jin Bo, He Weiyong et al. Generation and distribution of Abnormal formation pressures in eastern part of the Junggar basin // *Chinese Journal of Geology*. — 2002. — Vol. 37(s). — P. 91–104.
90. Luo Qun. Concept, Principle, Model and significance of the fault controlling hydrocarbon theory // *Petroleum Exploration and Development*. — 2010. — Vol. 37. — N. 3. — P. 316–324.
91. Mei Bowen, Liu Xijiang. The distribution of isoprenoid alkanes in China's crude oil and its relation with the geologic environment // *Oil & Gas Geology*. — 1980. — Vol. 1. — N. 2. — P. 99–115.
92. Mello M.R., Gaglianone P.C., Brassil S.C., et al. Geochemical and biological marker assessment of depositional environment using Brazilian offshore oils // *Marine and Petroleum Geology*. — 1988. — Vol. 5. — N. 3. — P. 205–223.
93. Meyers P.A., Ishiwatari R. Lacustrine organic geochemistry—an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments // *Organic Geochemistry*. — 1993. — Vol.

20. — N. 7. — P. 867–900.
94. Moldowan J.M., Lee C.Y., Sundararaman P. et al. Source correlation and maturity assessment of select oils and rocks from the Central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia) // Preprints, Division of Petroleum Chemistry, 34. — ACS, Dallas, 1989. — P.112–121.
95. Murray, A.P., Sosrowidjojo, I.B., Alexander, R., et al. Oleananes in oils and sediments: evidence of marine influence during early diagenesis? // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. — 1997. — Vol. 61 — N. 6. — P. 1261–1276.
96. Ourisson G., Albrecht P., Rohmer M. Predictive microbial biochemistry — From molecular fossils to procaryotic membranes // *Trends Biochem Sci*. — 1982. — Vol. 7. — N. 7. — P. 236–239.
97. Ourisson G., Albrecht P., Rohmer M. The microbial origin of fossil fuels // *Scientific American*. — 1984. — Vol. 51. — P. 709–729.
98. Ouyang Shu, Zhou Yuxing, Wang Zhi et al. On occurrence of palynological assemblages of gymnospermous, especially striate pollen dominance (GSPD) from Bashkirian–Moscovian sediments in northern Xinjiang, NW Chian // *Acta Palaeontologica Sinica*. — 1994. — Vol. 33. — N. 1. — P. 24–47.
99. Palacas J. G., Anders D. E., King J. D. South Florida basina prime example of carbonate source rocks of petroleum // Palacas J. G. ed. *Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate source rocks*, AAPG Studies in Geology. — 1984. — Vol. 8. — P. 71 – 96.
100. Pease T.K., Van Vleet E.S., Barre J.S., et al. Simulated degradation of glyceryl ethers by hydrous and flash pyrolysis // *Organic Geochemistry*. — 1998. — Vol. 29. — N. 4. — P. 979–988.
101. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // *AAPG Bull*. — 1986. — Vol. 70. — N. 3. — P. 318–329.
102. Peters K.E., Moldowan J.M., Sundararaman P. Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members // *Organic Geochemistry*. — 1990. — Vol. 15. — N. 3. — P. 249–265.
103. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. *The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. — New York: Cambridge University Press, 2005. — 700 p.
104. Peters, K.E. and Moldowan, J.M. *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. — New Jersey: Prentice Hall, 1993. — 363 p.
105. Philp, R.P. *Fossil Fuel Biomarkers: application and spectra / Volume 23 of Methods in geochemistry and geophysics*. — Amsterdam: Elsevier, 1985. — 294 p.
106. Qian Zhi, Jin Qiang, Wang Rui et al., Main controlling factors of hydrocarbon accumulation for Block 4 in central Junggar Basin // *Fault-Block Oil & Gas Field*. — 2009. — Vol. 16. — N. 2. — P. 40–42.

107. Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo et al. The characteristics of temperature distribution in the Junggar basin // *Chinese Journal of Geology*. — 2001. — Vol. 36. — N. 3. — P. 350–358.
108. Qu Guosheng, Ma Zongjin, Shao Xuezhong et al. Basements and Crust Structures in Junggar basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2008. — Vol. 29. — N. 6. — P. 669–674.
109. Qu J., Zha M., Tian H. Shi X., Hu P. Unconformities and hydrocarbon accumulation in Beisantai area, Junggar Basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2003. — Vol. 24. — N. 5. — P. 386–388.
110. Qu Jiangxiu, Zha Ming, Tian Hui, et al. Unconformities and hydrocarbon accumulation in Beisantai Area, Junggar basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2003. — Vol. 24. — N. 5. — P. 386–388.
111. Rainage R. *Chemistry of Terpenes and Terpenoids* / R. Rainage. — London: Academic Press, 1993. — 300 p.
112. Rao Song, Zhu Yake, Hu Di et al. The thermal History of Junggar Basin: Constraints on the tectonic attribute of the Early-Middle Permian Basin // *ACTA Geologica Sinica*. — 2018. — Vol. 92. — N. 6. — P. 1176–1195.
113. Reddy, C. M., Eglinton, T. I., Palić, R., et al. (2000). Even carbon number predominance of plant wax n-alkanes: A correction // *Org. Geochem.* — 2000. — Vol. 31. — N. 4. — P. 331–336.
114. Rowland S.J. Production of acyclic isoprenoid hydrocarbons by laboratory maturation of methanogenic bacteria. // *Org Geochem.* — 1990. — Vol. 15. — N.1. — P. 9–16.
115. Scalan E.S., Smith J.E. An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. — 1970. — Vol. 34. — N. 5. — P. 611–620.
116. Sclater J. G. and Christie P. A. F. Continental stretching: An explanation of the Post-Mid-Cretaceous subsidence of the central North Sea Basin // *J. of Geophysical Research: Solid Earth*. — 1980. — Vol. 85. — P. 3711–3739.
117. Seifert W. K., Moldowan J. M. Use of biological markers in petroleum exploration // *Methods in Geochemistry and Geophysics*. — 1986. — Vol. 24. — P. 261–290.
118. Seifert W.K., Moldowan J.M. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry // *Physics and Chemistry of the Earth*. — 1980. — Vol. 12. — P. 229–237.
119. Sengor A.M.C., Natal'in B.A. *Paleotectonics of Asia: Fragments of a synthesis*. — Cambridge: Cambridge University Press, 1996. — P. 486–640 .
120. Sengor A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V. S. Evolution of the Altiid tectonic collage and Paleozoic crustal growth in Eurasia // *Nature*. — 1993. — 364 (6435). — P. 299–307.

121. Sha Jingeng, Vivi Vajda, Pan Yanhong et al. Stratigraphy of the Triassic-Jurassic boundary succession of the southern margin of the Junggar basin, Northwestern China // *ACTA Geologica Sinica (English edition)*. — 2011. — Vol. 85. — N. 2. — P. 421–436.
122. Shang Lin, Liu Xu, Bian Baoli. Sedimentary facies in the Triassic Karamay Formation, Beisantai, Junggar Basin, Xinjiang // *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*. — 2011. — Vol. 31. — N 3. — P. 33–38.
123. Shao Guojiang, Du Shekuan, Tang Xiaolu et al. Sedimentary system and reservoir characteristics of Lower-Middle Triassic in Beisantai swell, Junggar Basin // *Lithologic Reservoirs*. — 2013. — Vol. 25. — N. 3. — P. 58–65.
124. Shao Guoliang, Du Shenkuan, Tang Xianglu et al. Sedimentary system and reservoir characteristics of Lower-Middle Triassic in Beisantai swell, Junggar Basin // *Lithologic Reservoirs*. — 2013. — Vol. 25. — N. 3. — P. 58–65.
125. Shi Haoguo. Jurassic reservoir development in Fukang Deep Sag, Central Junggar Basin // *Petroleum Geology & Experiment*. — 2017. — Vol. 39. — N. 2. — P. 238–246.
126. Shi Yao, Zhang Wei, Yu Jianxin et al. The Flora from Karamay Formation in the South and North of Tianshan Mountain, Xinjiang // *Geological Science and Technology Information*. — 2014. — Vol. 33. — N. 1. — P. 60–66.
127. Shu Ouyang a, Geoffrey Norris b. Earliest Triassic (Induan) spores and pollen from the Junggar Basin, Xinjiang, northwestern China // *Review of Palaeobotany and Palynology*. — 1999. — Vol. 106. — N. 1-2. — P. 1– 56.
128. Sieskind O., Joly G., Albrecht P. Simulation of the geochemical transformations of sterols: superacid effect of clay minerals // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. — 1979. — Vol. 43. — N. 10. — P. 1675–1679.
129. Simoneit B.R.T., Leif R.N., Radler de Aquino Neto F., et al. On the presence of tricyclic terpane hydrocarbons in Permian tasmanite algae // *Naturwissenschaften*. — 1990. — Vol. 77. — N. 8. — P. 380–383.
130. Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. — 1990. — Vol. 74. — N. 10. — P. 1559–1570.
131. Talbot M.R., Livingstone D.A. Hydrogen index and carbon isotopes of lacustrine organic matter as lake level indicators // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. — 1989. — Vol. 70. — N. 1-3. — P. 121–137.
132. Tang Yong, Wang Gang, Zheng Menglin, et al. Carboniferous basin evolution and its hydrocarbon accumulation in the north of Xinjiang // *Earth Science Frontiers*. — 2015. — Vol. 22. — N. 3. — P. 241–253.

133. Tao S.Z., Wang C.Y., Du J.G., et al. Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China // *Mar Pet Geol.* — 2015. — Vol. 67. — N. 6. — P. 460–467.
134. Thomas H. Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling* / Thomas H. — New York: Springer, 2009. — 469 p.
135. Tissot, B. P., Pelet, R. Ungerer, P. (1987). *Thermal History of Sedimentary Basins, Maturation Indices, and Kinetics of Oil and Gas Generation* // *AAPG.* — 1987. — Vol. 71. — P. 1445–1466.
136. Tissot, B.P., Welte, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition. — Berlin: Springer-Verlag, 1984. — 699 p.
137. Tissot, B.P., Welte, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence — A new approach to oil and gas exploration.* — Springer: Berlin, 1978. — 538 p.
138. Treibs, A.E. Chlorophyll- und Häminderivate in organischen Mineralstoffen // *Angew. Chem.* — 1936. — Vol. 49. — N. 38. — P. 682–686.
139. Volkman J. K., Maxwell J. R. Acyclic isoprenoids as biological markers // *Biological Markers in the Sedimentary Record* (ed. R. B. Johns). — 1986. — P. 1–46.
140. Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., et al. Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* — 1983. — Vol. 47. — N. 4. — P. 785–794.
141. Wang Darui. *Stable isotope geochemistry of oil and gas.* — Beijing: Petroleum Industry Press, 2000. — 295 p. (in Chinese with English abstract).
142. Wang J, Cao Yc, Wang Xt et al. Sedimentological constraints on the initial uplift of the West Bogda Mountains in Mid-Permian // *Sci Rep.* — 2018. — 8 (1453).
143. Wang J. B., Xu X. Post-collisional tectonic evolution and met-allogenesis in Northern Xinjiang, China // *Acta Geologica Sinica.* — 2006. — Vol. 80. — N. 1. — P. 23–30.
144. Wang Peirong. *Biomarker mass chromatography atlas.* — Beijing: Petroleum Industry Press, 1993. — 182 p. (in Chinese with English abstract).
145. Wang Tieguan. A contribution to some sedimentary environmental biomarkers in crude oils and source rocks in China // *Geochimica.* — 1990. — Vol. 3. — 256–263.
146. Wang Xulong, Zhao Mengjun, Xiang Baoli, et al. Carboniferous source rocks in the Ludong-Wucauwan area, Junggar basin, NW China // *Petroleum Exploration and Development.* — 2010. — Vol. 37. — N. 5. — P. 523–530.
147. Wolfgang J. Stahl. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration // *Chemical Geology.* — 1977. — Vol. 20. — P. 121–149.
148. Wu Haishen, Zheng Menglin, He Wenjun, et al. Formation pressure anomalies and

controlling factors in central Junggar Basin // *Oil & Gas Geology*. — 2017. — Vol. 38. — N. 6. — P. 1135–1146.

149. Wu Kongyou, Zha Ming, Wang Xunlong et al. Further researches on the tectonic evolution and Dynamic setting of the Junggar Basin // *Acta Geoscientica Sinica*. — 2005. — Vol. 26. — N. 3. — P. 217–222.

150. Wu Liyan, Gu Xinzhang. The application of pyrolysis technique in source rock research // *Acta Prtrolei sinica*. — 1986. — Vol. 7. — N. 2. — P. 13–19.

151. Wu Qingfu. Growth stage, classification of structural units and cause of partial tectonic of Junggar Basin // *Xingjiang Petroleum Geology*. — 1986. — Vol. 7. — N. 1. — P. 29–37.

152. Xiao Hong, Li Meijun, Yang Zhe, et al. Distribution patterns and geochemical implications of C19–C23 tricyclic terpanes in source rocks and crude oils occurring in various depositional environments // *Geochimica*. — 2019. — Vol. 48. — N. 2. — P. 161–170.

153. Xie Ning, Wang Jian, Cao Yingchang et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the Triassic Jiucaiyuanzi Formation in Fudong Slope Belt in Junggar Basin // *J. of Northeast Petroleum University*. — 2019. — Vol. 43. — N. 5. — P. 25–37.

154. Xu Huaixian, Chen Lihua, Wang Yujin et al. *Petroleum Geological Experiment Technology and Application*. — Beijing: Petroleum Industry Press, 2001. — 350 p. (in Chinses).

155. Yang C. A late Triassic vertebrate fauna from Fukang, Sinkiang. / In: *Memoirs of the institute of vertebrate paleontology and paleoanthropology. Academia Sinica* 13, 1978. — P. 60–67.

156. Yang Haibo, Chen Lei, Kong Yuhua. A novel classification of structural units in Junggar Basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 2004. — Vol. 25. — N. 6. — P. 686–688.

157. Yi Wei, Zhen Herong, Meng Xianlong. Geochemical behaviors of crude oils in central Junggar basin // *Oil & Gas Geol.* — 2005. — Vol. 26. — N 4. — P. 461–466.

158. Young C.C. On a new pterosaurian from Sinkiang, China // *Vertebr Palasiat*. — 1964. — Vol. 8. — P. 221–256.

159. Yuan Xiucui, Xiong Conghui, Sun Fankai et al. The geological significance of a new species of Coniopteris from the middle Jurassic of northwestern China // *Historical Biology*. — 2020. — Vol. 32. — N. 2. — P. 267–280.

160. Yuan Xuecheng, ZuoYu, Xu Xinzhong. Keketuohai-Akesai global geological section and Xixia craton // *Xinjiang Geological Science*. — 1994. — N. 5. — P. 1–18.

161. Zeng Xianzhang, Liang Digang, Wang Zhongran et al. *The Biomarkers in Continental Crude and Source Rocks in China*. — Beijing: Science and Technology Publishing House, 1989. — 310 p.

162. Zhai Guangming. *Petroleum geology of China (Vol.1)*. — Beijing: Petroleum Industry Press, 1996. — 617 p. (in Chinses).

163. Zhang Bai. Nature of basement of Junggar basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 1992. — Vol. 13. — N. 2. — P. 95–99.
164. Zhang Wangping. Jurassic sporopollen assemblage in the Junggar basin, Xinjiang / In: Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences and Exploration and Development Research Institute, Xinjiang Petroleum Administration (eds.). *The Stratigraphy and Sporo-pollen Assemblages of the Pennian Tertiary in Northern Xinjiang, China*. — Beijing: China Environmental Science Press, 1990. — P. 57–96. (In Chinese with English abstract).
165. Zhang Yijie, Qi Xuefeng, Cheng Xiansheng. On the depositional environment and correlation of Pingdiquan Formation (P₂) of Zhangpenggou area in the Eastern part of Junggar basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 1992. — Vol. 13. — N. 3. — P. 217–226.
166. Zhao Bai. The formation and evolution of Junggar Basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. — 1992. — Vol. 13. — N. 2. — P. 191–196.
167. Zhao Leqiang, Tan Peisen Guo Ruichao et al. The thermal evolution of geological profile and evolution simulation of hydrocarbon accumulation in the West Extrusion Basin – by taking Junggar Basin for Example // *J. of Yangtze University (Natural Science Edition)*. — 2018. — Vol. 15. — N. 7. — P. 1–8.
168. Zheng Jinhai, Xiang Caifu, Wang Xulong et al. Characteristics of the Jurassic source rocks and their shale gas exploration potential in the Fukang Sag of the Junggar Basin // *Geol. Rev.* — 2015. — Vol. 61. — N. 1. — P. 217–226.
169. Zheng Sheng, Qiao Yulei, Tan Xingyu et al. Reservoir characteristics and the impact of Shishugou group of Middle-Upper Jurassic in block 4 of central Junggar basin // *J. of Northeast Petroleum University*. — 2018. — Vol. 42. — N. 5. — P. 82–91.
170. Zhou Chunmei, Cheng Jinhui, Aliya Amuti et al. Geological age and palaeoenvironmental significance of the upper part of middle member of the Anjihaihe formation on southern margin of Junggar basin, Xinjiang // *Journal of Stratigraphy*. — 2012. — Vol. 36. — N. 4. — P. 723–732
171. Zhou Yongshui, Qiu Nansheng, Song Xinying et al. Study of source rock thermal evolution in overpressure formations in the hinterland of Junggar Basin // *Chinese Journal of Geology*. — 2014. — Vol. 49. — N. 3. — P. 812–822.
172. Zhu Yang-ming, Mei Bo-wen. Geochemical characteristics of Mesozoic coal seam in Tarim Basin // *Xinjiang Pet Geol.* — 1998. — Vol. 19. — N. 1. — P. 27–31.
173. Zumberge J E. Terpenoid biomarker distributions in low maturity crude oils // *Organic Geochemistry*. — 1987. — Vol. 11. — N. 6. — P. 479–496.
174. 中国地质科学院地质研究所, 新疆地矿局地质科学研究所. 新疆吉木萨尔大龙口二叠-三叠纪地层及古生物群[M]. 北京:地质出版社,1986. 262 页. [Института геологии Китайской академии геологических наук, Института геологических наук Синьцзянского управления

геологии и минерологии. Стратиграфия пермско-триасового периодов и палеобиот в Далункоу, Джимусар, Синьцзян (на китайском). — Пекин.: The Geological Publishing House, 1990. — 262 с.]

175. 新疆石油管理局勘探开发研究院. 新疆北部石炭纪-二叠纪孢子花粉研究. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 2003. 707 页. [Исследовательского института разведки и разработки Синьцзянского нефтяного управления. Исследования споровой пыльцы каменноугольно-пермского периодов в северном Синьцзяне. — Хэфэй.: USTC Press, 2003. — 707 с.]