

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи



Ян Хоуцян

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

Специальность 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва, 2023

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

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

Официальные оппоненты: *Гордадзе Гурам Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, кандидат химических наук, академик РАН, профессор, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», профессор кафедры органической химии и химии нефти*

Гончаров Иван Васильевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, ОАО «ТомскНИПИнефть», начальник управления лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов

Козлова Елена Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, АНО ВО «Сколковский институт науки и технологий», ведущий научный сотрудник Центра добычи углеводородов


Защита состоится «17» февраля 2023 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.016.8 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, Москва, Ленинские горы, д.1, геологический факультет, ауд.621.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д.27) и на сайте ИАС «ИСТИНА»: <https://istina.msu.ru/dissertations/264328401/>

Автореферат разослан «16» января 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.016.8
кандидат геолого-минералогических наук

 Е.Н. Полудеткина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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, контролирующей 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, контролирующей 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 керн и шламма 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.

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 органического вещества 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 пиролитического анализа 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 находиться 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 микроневти.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на научных конференциях: Международный молодежный научный форум «ЛОМОНОСОВ»

(МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, 2020–2021 гг.); 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 – Научам 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 Синецзянской нефтегазовой компании АКОО «Петрочайна».

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Краткий очерк геологического строения впадины Фукан

Впадина Фукан приурочена к Центральной впадине (структура первого порядка) Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и является структурой второго порядка (Yang et al., 2004). Район исследования — восточная часть впадины Фукан, включающая восточные выступы обрамления и ее погруженную часть (рис. 1Б).

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

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

Впадина Фукан начала формироваться в конце раннепермской эпохи при закрытии трога на южной окраине (ныне горы Богэда) Джунгарского бассейна. В пределах трога не сразу произошла инверсия, на южной окраине бассейна (современная территория впадины Фукан) находилось соленое прибрежное озеро, где накопилось около 1000 метров среднепермских отложений (рис. 2). В них выделяются богатые органическим веществом (ОВ) преимущественно фитогенного сапропелевого состава глинистые аргиллиты. Во время герцинского орогенеза в конце среднепермской эпохи восточная и южная части впадины Фукан поднялись, на месте трога началось горообразование, кровля среднепермских отложений подвергалась денудации и эрозии, о чем свидетельствует несогласие между

свитами Пиндицюань (P_{2p}) и Вутунгоу (P_{3wt}). Осадочный бассейн опускался и вступал в стадию внутриконтинентальной эволюции, площадь озерной седиментации расширялась. Среднепермские потенциально нефтегазоматеринские породы были перекрыты (до 750 м) верхнепермскими терригенными отложениями (рис. 3). В процессе литогенеза в пермских отложениях формировались конседиментационные структурные и стратиграфические ловушки.

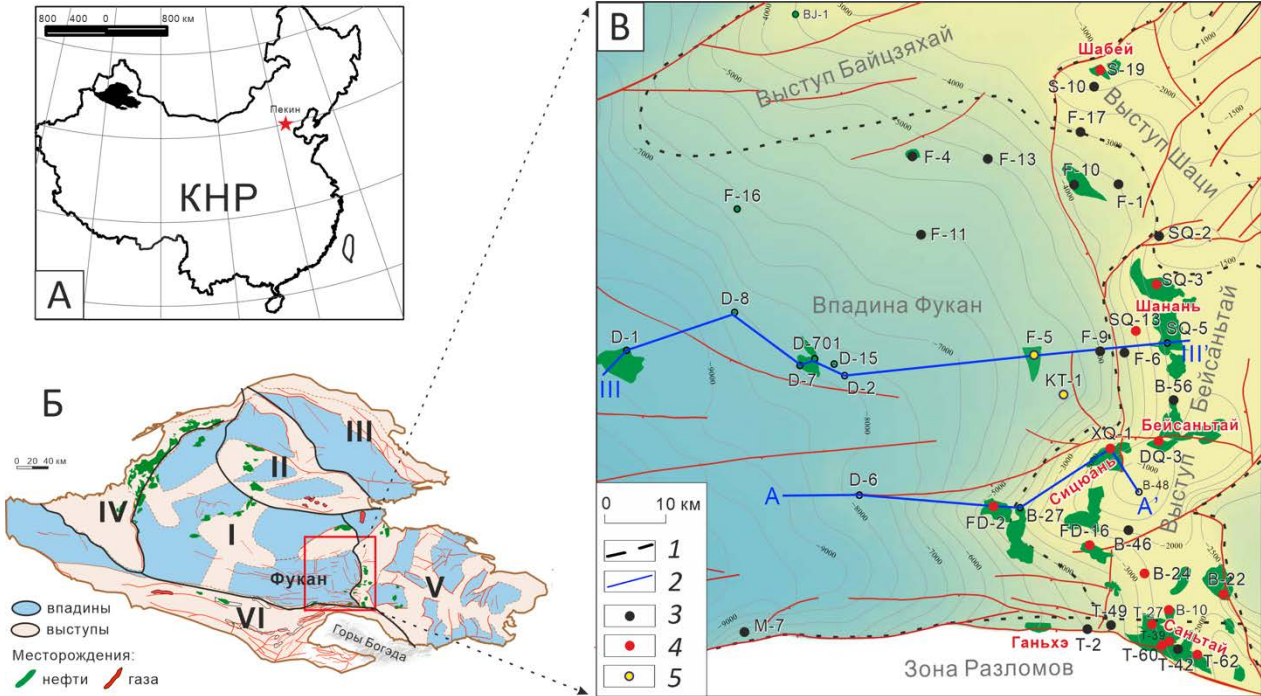


Рисунок 1. Местоположение (А) и тектонические элементы восточной части впадины Фукан (В) в пределах Джунгарского нефтегазоносного бассейна (Б) северо-западной части КНР (А) (Yang et al., 2004, He et al., 2021). Структуры первого порядка (Б): I — Центральная впадина, II — выступ Лулян, III — впадина Урунгу, IV — западный выступ, V — восточный выступ, VI — зона Разломов перед горами Тянь-Шань; 1 — границы структур второго порядка (Б), 2 — линия профиля, 3 — скважины отбора образцов аргиллитов, 4 — скважины отбора проб нефти, 5 — скважины отбора образцов аргиллитов и нефти.

В среднетриасовую эпоху (T_2k) бассейн продолжал опускаться, находящиеся на его территории мелкие и средние озера объединялись, сформировалось крупное пресноводное или слабо солоноватоводное озеро (Wu et al., 2004). При углублении и расширении этого озера во впадине Фукан накапливались темно-серые глины (до 230 м), обогащенные ОВ (He et al., 2008; Shang et al., 2011). В конце триасового периода произошла регрессия, о чем свидетельствует региональное несогласие между триасовой и юрской системами.

В раннюю и среднеюрскую эпохи на территории бассейна были широко распространены неглубокие пресноводные озера и болота (Сао et al., 2016). В озере накапливались пласты глин разной мощности, обогащенные ОВ, разнозернистые пески, алевриты, а в болотах — торф. В позднеюрскую эпоху под влиянием второй фазы (II) яньшаньского орогенеза произошло воздымание территории бассейна. Триасовые и юрские отложения выступа Бейсаньтай были частично размыты, за исключением относительно погруженных участков. В это же время возобновились подвижки (сбросы, взбросы) по более ранним системам дизъюнктивных нарушений (рис. 3), что способствовало формированию во впадине и на ее склонах тектонически экранированных ловушек. Нефтяные залежи, образовавшиеся в поздне триасовую эпоху в пермских ловушках, вероятно, в процессе тектонической активизации были частично или полностью разрушены.

В поздне меловую эпоху под влиянием третьей фазы (III) яньшаньского орогенеза

выступ Бейсаньтай и зона Разломов снова поднялись, мощность меловых отложений на них сократилась (Wu et al., 2004). При этом в зоне Разломов углеводородные флюиды (УВ-флюиды), накопившиеся в доюрских залежах, могли мигрировать по разломам, которые нарушили консервацию залежей, к литологическим, стратиграфическим и тектоническим ловушкам в юрских и меловых породах.

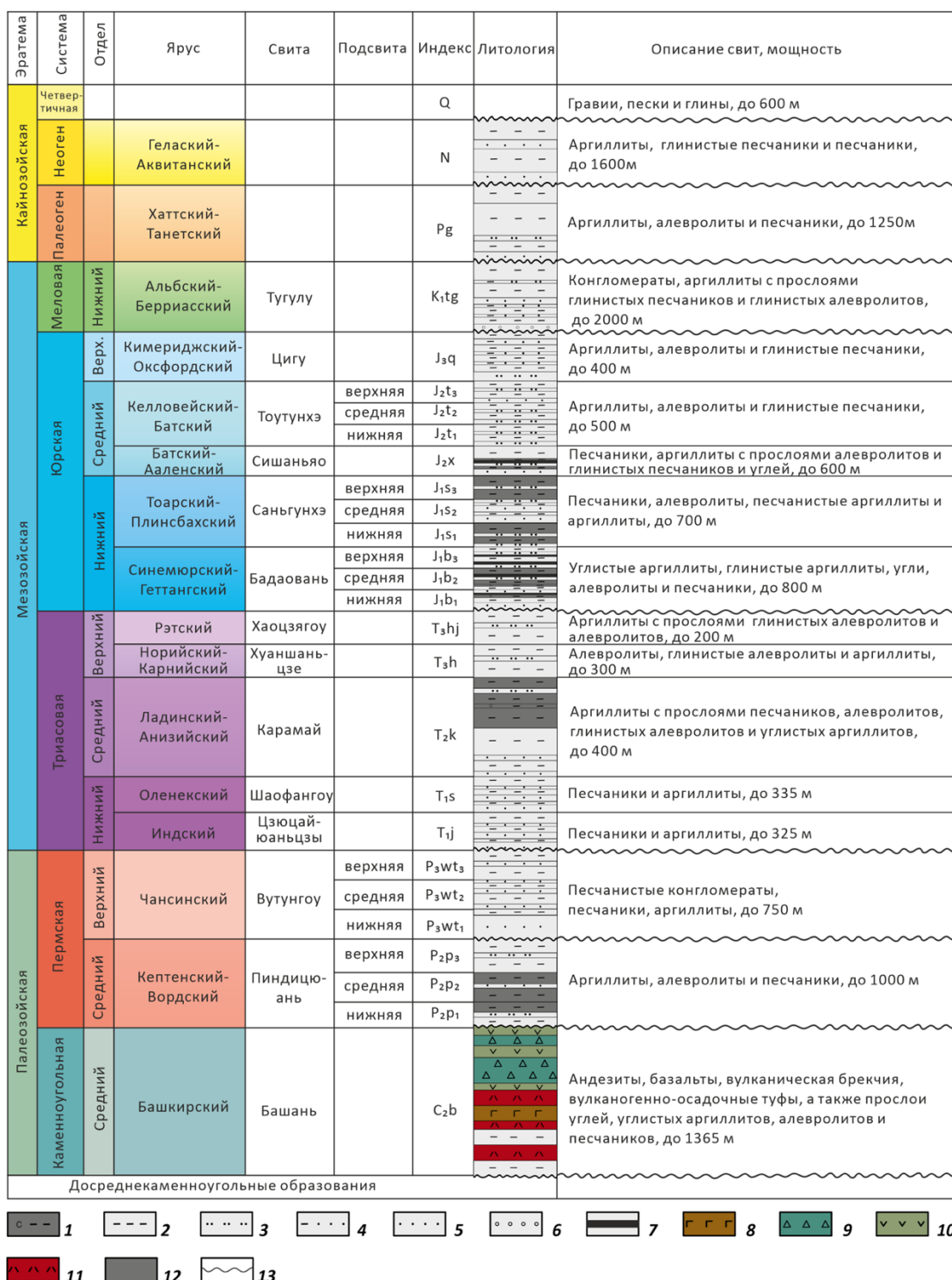


Рисунок 2. Литолого-стратиграфический разрез восточной части впадины Фукан
 Состав пород: 1 — углистые аргиллиты, 2 — аргиллиты, 3 — алевролиты, 4 — глинистые песчаники, 5 — песчаники, 6 — конгломераты, 7 — угли, 8 — базальты, 9 — вулканическая брекчия, 10 — андезиты, 11 — туфы; 12 — нефтегазоматеринские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

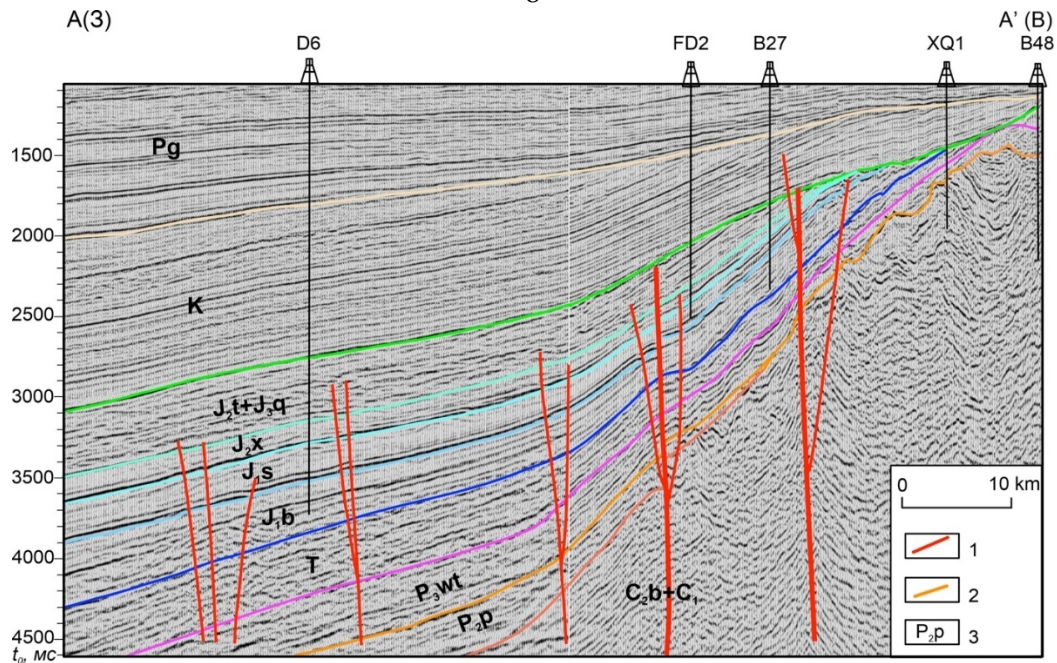


Рисунок 3. Геологическая интерпретация временного сейсмического профиля А–А' на восточном склоне впадины Фукан (линия профиля с запада на восток на рис. 1В).
Условные обозначения: 1 — разломы, 2 — отражающие горизонты, 3 — индексы свит.

В палеогеновый и неогеновый периоды впадина Фукан опускалась (He et al., 2018), в ее пределах накопилось около 3000 метров отложений осадочного чехла, в котором в условиях главной фазы нефтеобразования происходило преобразование исходного ОБ и генерация микронфети в разновозрастных НГМП.

Неоднократные процессы тектонической активизации, с одной стороны, способствовали вторичной миграции УВ-флюидов и образованию ловушек, а с другой — разрушали первичные скопления или перераспределяли нефть и газ в более поздние ловушки.

Глава 2. Нефтегазоносность

В восточной части впадины Фукан открыто 6 нефтяных месторождений, где залежи приурочены к пермскому, триасовому и юрскому нефтегазоносным комплексам (НГК).

Залежи в пермском НГК находятся в нижней и средней частях свиты Вутунгоу на месторождениях Шанань и Бейсаньтай в своде выступа Бейсаньтай и на восточном склоне впадины. Коллекторы представлены песчаниками с емкостным пространством порового и трещинного типа, покрышки — глинистые отложения верхневутунгоуской подсвиты (P_{3wt}). Типы залежей нефти различаются в разных частях впадины: на выступах — структурные пластовые и литологически экранированные; на склоне — тектонически и литологически экранированные.

Большая часть залежей триасового НГК сконцентрирована в песчаных коллекторах порового типа свит Цзюцайюаньцзы (T_{1j}), Шаофангоу (T_{1s}), Карамай (T_{2k}) и контролируются тектонически и литологически экранированными ловушками и региональным глинистым флюидуупором поздне триасового возраста.

Юрский НГК по особенностям строения делится на два подкомплекса: нижний подкомплекс включает песчаные коллекторы свит Саньгунхэ (J_{1s}) и Сишаньяо (J_{2x}), покрышками служат аргиллиты свиты Сишаньяо; верхний подкомплекс включает песчаники свит Тоутунхэ (J_{2t}) и Цигу (J_{3q}). Залежи структурно-стратиграфические, тектонически и литологически экранированные. Региональной покрышкой юрского НГК служат глинистые отложения мелового возраста.

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

Как уже упоминалось, аналитические исследования производились методами газовой хроматографии, хромато-масс-спектрометрии, масс-спектрометрии (изотопия углерода) и пиролиза Rock Eval.

Состав ОВ озерных НГМП по пиролитическим данным можно разделить, в соответствии с водородным индексом ($HI = [(S_2 \times 100 \text{ мг УВ} / \text{г } C_{\text{орг}}) / (\% C_{\text{орг}})]$), 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, $HI < 130$). 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).

T_{max} пиролиза отложений разного возраста используется для оценки зрелости ОВ НГМП с учетом его типа, поскольку T_{max} также зависит от типа ОВ. Для сапропелевого ОВ при $437 < T_{\text{max}} < 460^\circ\text{C}$ нефтегазоматеринская порода находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), для смешанного — $435 < T_{\text{max}} < 455^\circ\text{C}$, для гумусового — $432 < T_{\text{max}} < 460^\circ\text{C}$ (Wu, Gu, 1986).

Помимо параметров пиролиза, для оценки типа органического вещества НГМП и его зрелости также используют изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) битумоида, керогена и показатель отражения витринита (R^o , ‰). Согласно исследованиям Хуан и др. (Huang, 1984), сапропелевое ОВ (кероген I типа) характеризуется более легким изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C} < -28,00$ ‰), а гумусовое ОВ (кероген III типа) более тяжелым ($> -24,5$ ‰). R^o является наиболее точным показателем, используемым для определения зрелости ОВ НГМП. Принято считать, что при значениях R^o от 0,5 до 1,3% (российские исследователи от 0,5 до 1,15%) НГМП находится в ГЗН ($T_{\text{пл}} = 50\text{--}200^\circ\text{C}$).

При погружении и увеличении при этом пластовых температур и давления свойства и состав ОВ НГМП изменяются, в условиях ГЗН начинается генерация углеводородных флюидов. Дополнительная информация о составе исходного для нефти ОВ, условий его накопления и оценке зрелости материнских пород была получена при исследовании, как битумоидов НГМП, так и нефтей, на молекулярном уровне углеводородов-биомаркеров методом газовой хроматографии (алканы $C_{12}\text{--}C_{35}$) и хромато-масс-спектрометрии (хейланта $C_{19}\text{--}C_{29}$, стераны $C_{27}\text{--}C_{29}$, Гопаны $C_{30}\text{--}C_{35}$ и др.) (Рябов, 2009; Гордадзе, 2010, 2015 и др.).

Геолого-геохимическая интерпретация биомаркеров проводится на основании закономерностей их качественного и количественного распределения (Гусева и др., 1976; Петров, 1984, 1990; Tissot, Welte, 1984; Philp, 1985; Johns, 1986; Конторович и др., 1986; Zeng, Liang, 1989; Wang, 1990; Moldowan et al., 1992; Perters, Moldowan, 1993; Perters et al., 2005; Wang et al., 1993; Баженова, Арефьев, 1998; Гончаров и др., 2004; Соболева, Гусева, 2010; Гордадзе, 2015 и многие другие).

Моделирование процессов генерации нефти в основных НГМП выполнено в программе BasinMod 1D. Моделирование основано на физико-химических параметрах, которые контролируют формирование скоплений углеводородных флюидов в осадочном бассейне: литологический состав пород, их уплотнение, перенос тепла, состав ОВ, генерация и направление миграции потока многофазных флюидов (Thomas, 2009).

Глава 4. Основные нефтегазоматеринские породы впадины Фукан

В разрезе впадины Фукан выделяются среднепермские, среднетриасовые и нижне-среднеюрские нефтегазоматеринские породы с различным нефтегенерационным потенциалом, определенным по содержанию ОВ ($C_{\text{орг}}$, %) и данными пиролиза Rock-Eval. В составе битумоидов НГМП рассмотрено распределение алкановых, стерановых, терпановых углеводородов (УВ).

Среднепермские пиндицюаньские глинистые НГМП (Р_{2р}) исследованы на выступе Бейсаньтай и во впадине Фукан (32 образца из разрезов скважин В-46, В-56, F-10, КТ-1 и SQ-

2) (рис. 1). Они имеют широкое распространение в восточной части впадины Фукан и накапливались на средних глубинах и/или в глубоководных частях озера, но распределение их мощностей неравномерное: максимальная мощность в южной части впадины (более 350 м) и ее уменьшение к склонам (100–50 м и менее). Содержание органического вещества ($C_{\text{орг}}$) в них изменяется в широком диапазоне от 0,11 до 6,72% (в среднем — 2,05%). Значения водородного индекса (НИ) варьируют от 43,59 до 422,75 мг УВ/г ТОС, что характеризует нефтегазоматеринское ОВ смешанного преимущественно сапропелевого состава с керогеном II_1 – II_2 типа (рис. 4). Значения максимальной температуры пиролиза (T_{max}) и показателя отражения витринита (R°), определяющие зрелость ОВ, для большинства аргиллитов варьирует от 435 до 457°C ($R^{\circ} = 0,6$ – $1,1\%$), что соответствует градациям мезокатагенеза MK_1 –середина MK_3 . Как видно по параметрам, характеризующим НГМП, они изменяются в пределах одного структурного элемента (рис. 4), поэтому увеличение мощности на восточном и северном склонах впадины увеличивает их генерационный потенциал. 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, 2530–2594 м; SQ-2, 2480–2607 м) и на восточном склоне впадины (скв. КТ-1, 5200–5230 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.

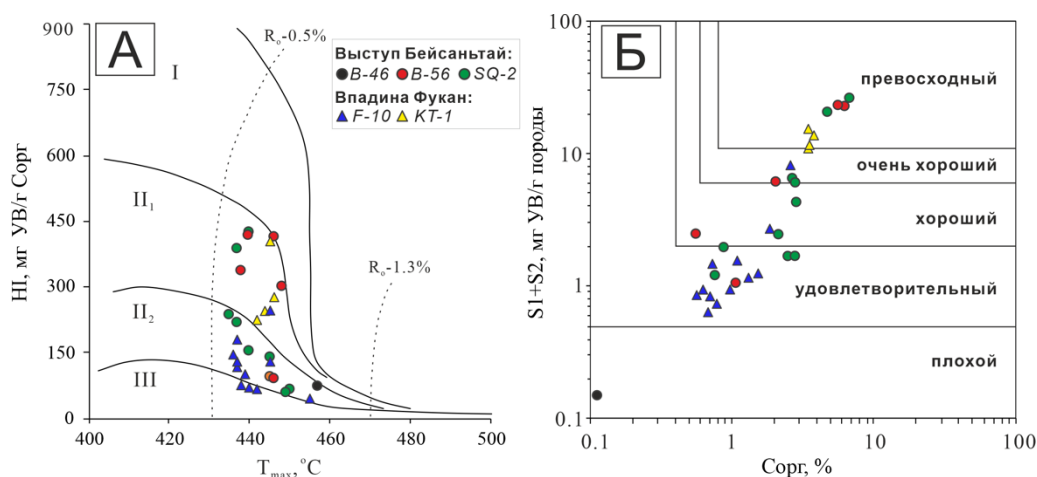


Рисунок 4. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества среднепермских пиндицюаньских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан
А — тип и степень катагенетического преобразования ОВ; Б — нефтегенерационный потенциал пород.

Среднетриасовые карамайские глинистые НГМП (T_2k) охарактеризованы пиролитическими данными во впадине Фукан и в зоне разломов (35 образцов из верхней части карамайской свиты из скв. F-5, F-9, F-10 и T-49) (рис. 1). Их мощность увеличивается от выступа Бейсаньтай к центру впадины (от 0–50 до 230 м). $C_{\text{орг}}$ изменяется в диапазоне 0,41–7,48% (в среднем — 2,28%). Низкое содержание $C_{\text{орг}}$ (<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 $C_{\text{орг}}$ 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 $C_{\text{орг}}$ от 1,12 до 5,21% (рис. 5). Эти породы характеризуются хорошим и превосходным генерационным потенциалом (от 2,3 до 21,06 мг УВ/г). На рис. 5 видно, что карамайские НГМП находятся в ГЗН ($T_{\text{max}} = 435$ – 452 °C) и содержат ОВ преимущественно смешанного гумусово-сапропелевого (II_1 – II_2) и гумусового состава (III).

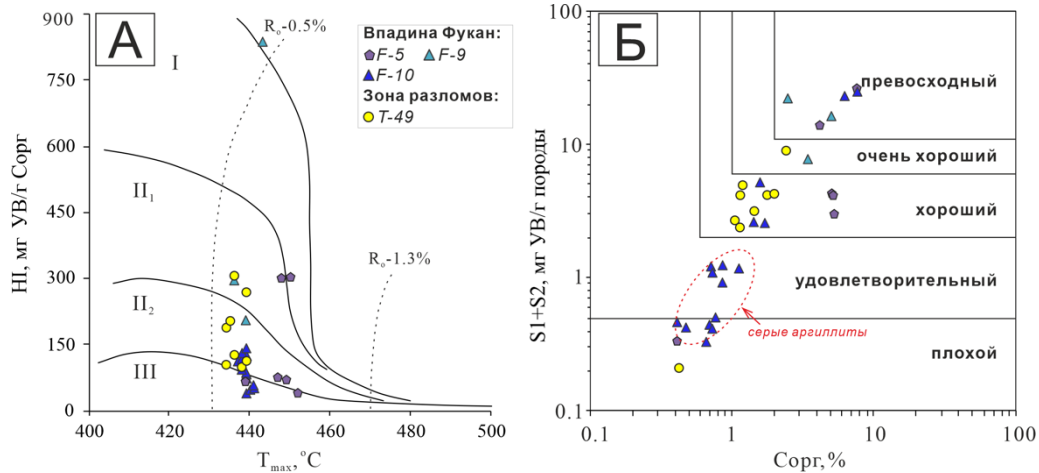


Рисунок 5. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества среднетриасовых нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан
 А — тип и степень зрелости ОВ; Б — нефтегенерационный потенциал

Нижнеюрские бадаованьские НГМП (J1b) исследованы во впадине Фукан, в зоне Разломов и на выступе Шацци (38 образцов из разрезов скважин F-1, F-2, F-5, F-6, F-10, F-11, M-7, T-49 и S-10) (рис. 1), их мощность увеличивается от выступа Бейсаньтай (0 м) к центру впадины (300 м). Для бадаованьских НГМП зоны Разломов и выступа Шацци характерны высокие содержания $C_{орг}$ (1–1,4%), ОВ гумусового состава (кероген III) с удовлетворительным генерационным потенциалом (рис. 6). Бадаованьские НГМП во впадине Фукан содержат $C_{орг}$ 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 $C_{орг}$ — 30,05% и превосходный генерационный потенциал — 91,85 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелость пород меняется от ПК₃ до МК₃.

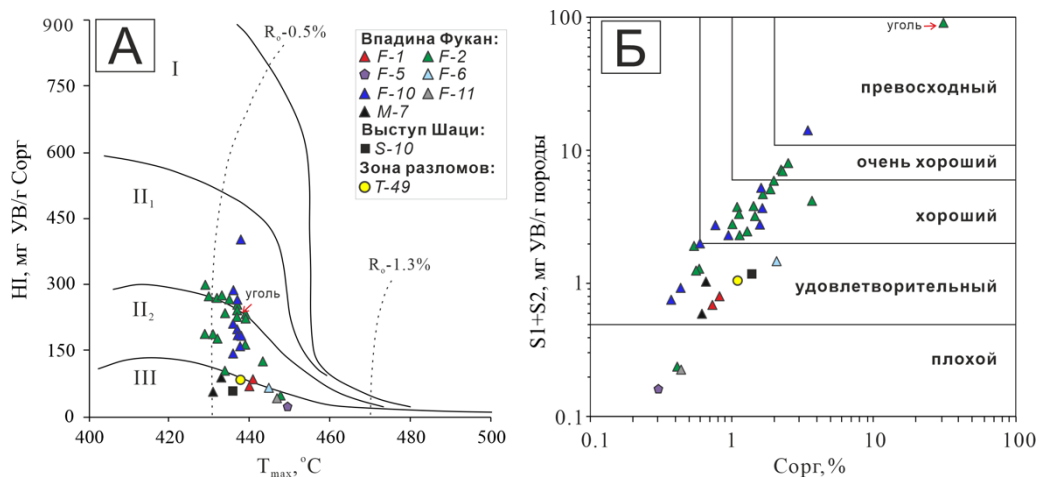


Рисунок 6. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества бадаованьских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан
 А — тип и степень зрелость ОВ; Б — нефтегенерационный потенциал пород.

Саньгунхэские НГМП (J1s) отсутствуют на выступе Бейсаньтай, их мощность увеличивается к центру впадины до 150 м. Содержание $C_{орг}$ меняется от 0,51 до 4,35% (в среднем — 1,38%) (33 образца из разрезов скважин F-2, F-5, F-11, M-7 и T-49) (рис. 1). Наибольшее содержание отмечается в разрезе скважины T-49 (3264–3300 м) — 3,42–4,35%. Состав ОВ 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. 7). В этом же районе отмечается и рост генерационного потенциала — от 2,79 до 29,67 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелость саньгунхэских НГМП близка к бадаованьским (рис. 6, 7).

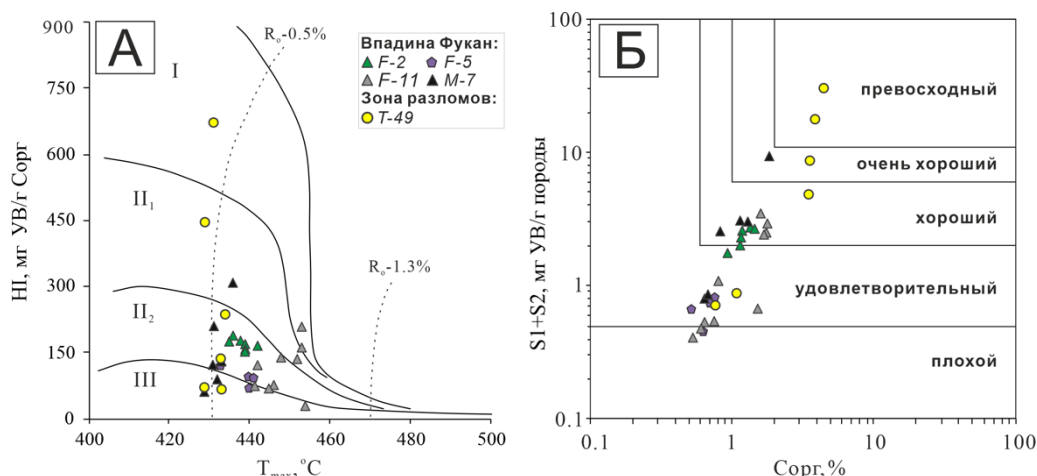


Рисунок 7. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества саньгунхэских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан
А — тип и зрелость ОВ; Б — нефтегенерационный потенциал пород.

Среднеюрские сишаньяоские НГМП (J_{2x}) исследованы во впадине Фукан и зоне Разломов (17 образцов из разрезов скважин F-2, F-13, M-7 и T-2) (рис. 1). В сишаньяоских НГМП распределение С_{орг} неравномерное (рис. 8): 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%). Для темных аргиллитов нефтегенерационный потенциал меняется от 0,28 до 5,36 мг УВ/г породы (в среднем 1,74). Тип ОВ преимущественно гумусовый. Хотя образцы углистых аргиллитов располагаются в области «превосходный», в ОВ преобладает гумусовая составляющая, поэтому они генерировали больше углеводородного газа. Степень катагенетического преобразования пород во впадине, вероятно, не превышает градации МК₃, так как в разрезе скважины D-1 (рис. 1) значения показателя R^o = 0,83% (Qian, 2009).

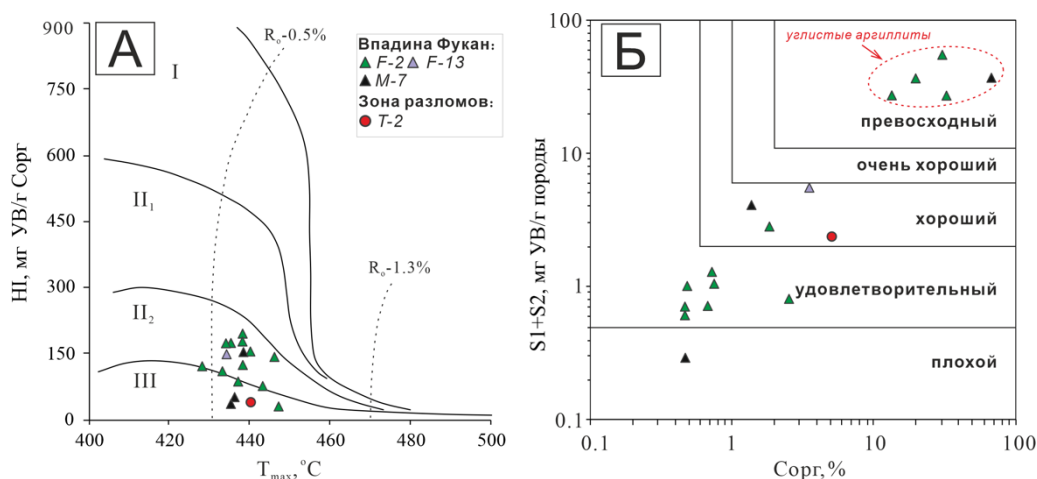


Рисунок 8. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества сишаньяоских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан
А — тип и степень зрелости ОВ; Б — нефтегенерационный потенциал пород.

В целом кероген среднепермских НГМП имеет легкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ — от $-29,71$ до $-27,13\text{‰}$), что свидетельствует о повышенном содержании сапропелевой составляющей в составе исходного ОВ, кероген аргиллитов которых II₁–II₂ типа. В битумоидах этих пород содержание изотопа ^{13}C меньше ($\delta^{13}\text{C}$ — от $-32,73$ до $-28,76\text{‰}$), чем в керогене.

Для среднетриасовых НГМП значения $\delta^{13}\text{C}$ керогена варьируют в широких пределах (от $-28,03$ до $-22,82\%$), углерод битумоидов изотопически более легкий ($\delta^{13}\text{C}$ — от $-32,37$ до $-26,50\%$).

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

Был проанализирован молекулярный состав 15 образцов битумоидов НГМП: из среднепермских (4 пробы) среднетриасовых (4 пробы), ниже-среднеюрских (7 проб).

По распределению нормальных алканов в битумоидах, выделенных из НГМП, не представляется возможным сделать конкретные выводы о типе исходного ОВ, поскольку они отобраны в разных частях впадины, где условия седиментации одновозрастных отложений не совпадали. Судя по соотношению изо- и н-алканов тип ОВ основных НГМП определяется как смешанный с разной долей сапропелевой и гумусовой составляющей (рис. 9). Среднепермские НГМП отлагались в лагунных и/или озерно-дельтовых обстановках в умеренно восстановительных придонных условиях, среднетриасовые НГМП — в озерно-дельтовых или прибрежных обстановках, ниже-среднеюрские НГМП — в прибрежных и озерно-болотных условиях.

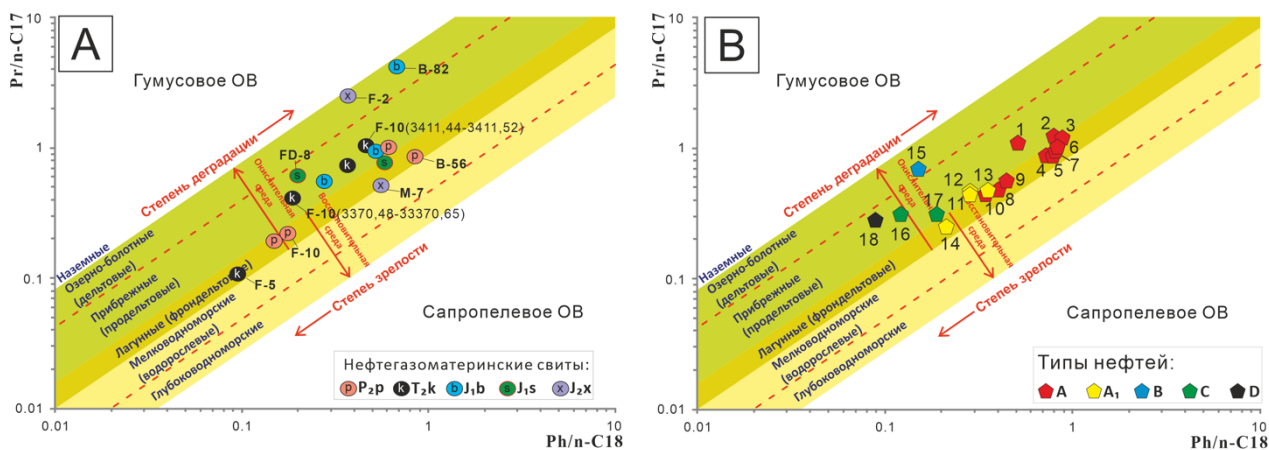


Рисунок 9. Определение типа органического вещества нефтегазоматеринских пород, фациальных условий седиментации и степени его зрелости (диаграмма Кеннона-Кессоу), ($Pr/n-C17$, $Ph/n-C18$ в логарифмическом масштабе): А — битумоиды НГМП, В — нефти

Значения гаммацеранового индекса ($G/H30$) для большинства битумоидов ОВ среднепермских НГМП меняется от 0,2 до 0,44, что указывает на солоноватоводную или соленую обстановку седиментации, а для ОВ среднетриасовых и ниже-среднеюрских НГМП меньше 0,2, что напрямую зависит от количества гаммацерана. Возможно, исходное для нефти ОВ этих отложений накапливалось в более пресноводных условиях.

Судя по соотношению регулярных стеранов $C_{27}-C_{29}$ (рис. 10), 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 мелководном внутри континентальном пресноводном озере, где накапливалось больше некромы высших растений — гумусового ОВ (рис. 9, 10). ОВ среднетриасовых НГМП в одних образцах (углистых аргиллитах) представлено остатками фитопланктонных водорослей, в других — с большей долей гумусовой составляющей, накопление которых происходило как в слабо солоноватоводном, так и пресноводном озере. В битумоидах всех образцов преобладают гопапы $C_{29}-C_{35}$. Стераны (Ster) по отношению к гопапам ($17\alpha\text{Hop}$) — $Ster/17\alpha\text{Hop} = 0,02-0,65$, при этом, меньшие значения 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.

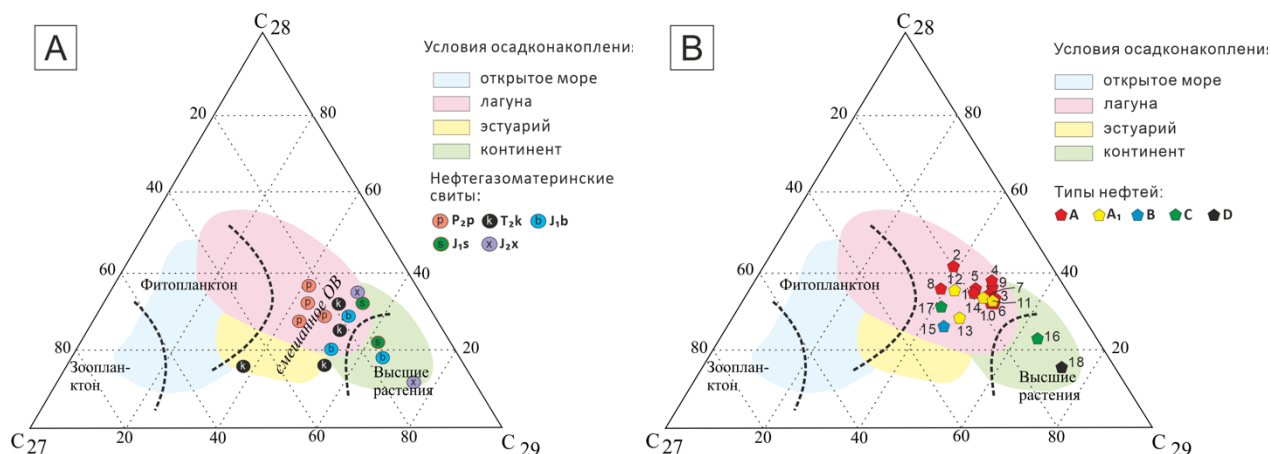


Рисунок 10. Фациальные условия седиментации и вид биопродуцентов органического вещества основных нефтегазоматеринских пород по соотношениям регулярных стеранов $C_{27}H_{48}$, $C_{28}H_{50}$ и $C_{29}H_{52}$ (относительные %) (по Huang and Meinschein, 1979) (номера образцов нефти в табл. 1): А — битумоиды НГМП, В — нефти.

Таким образом, биомаркерный анализ показал, что рассмотренные выше сходства и различия в составе и распределении углеводородов-биомаркеров (н-алканов, изопреноидов, терпанов и стеранов) свидетельствуют о разном типе ОВ разновозрастных НГМП: преимущественно сапропелевом (фитопланктонно-бактериогенное) среднепермских НГМП и преимущественно гумусовом (липиды высших растений) 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, как и смешанное ОВ.

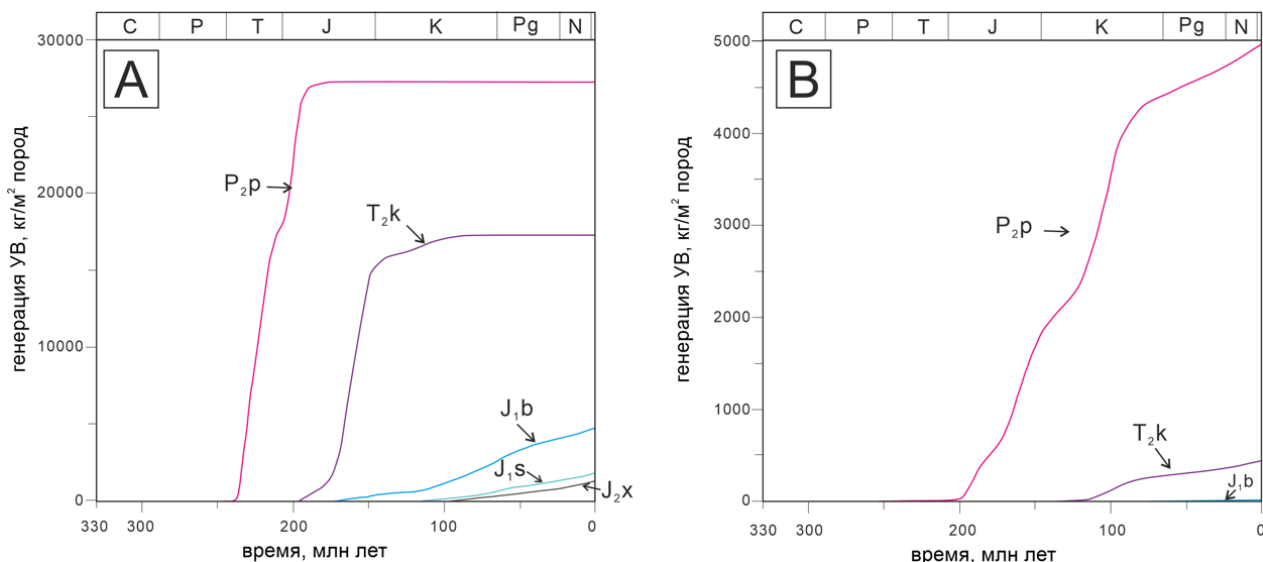


Рисунок 11. Генерация жидких УВ-флюидов в истории погружения впадины Фукан, моделирование по данным бурения в центре впадины—скв. D-1 (А), на восточном склоне впадины—скв. F-10 (Б)

Для расчета степени реализации нефтегенерационного потенциала углеводородных флюидов основных НГМП во впадине Фукан была выполнена реконструкция во времени процессов генерации (рис. 11). По результатам 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. В прибортовых частях впадины (скв. F-10) интенсивная генерация нефти проходила только в среднепермских НГМП. Среднетриасовые и юрские НГМП генерировали нефти в незначительных количествах, но в более погруженной части они могли обеспечивать формирование нефтяных залежей в ловушках разного генезиса.

Глава 5. Свойства и состав нефтей залежей восточной части впадины Фукан

В восточной части впадины Фукан в пределах выступа Бейсаньтай и в зоне Разломов отмечаются системы дизъюнктивных нарушений дислоцирующих породы от пермских до юрских включительно, образовавшиеся во время яньшаньской складчатости. Здесь же отмечаются повышенные плотности нефти ($>870 \text{ кг/м}^3$) и вязкости ($>100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), что связано со снижением содержания насыщенных УВ (30,88–61,16%) и возрастанием содержания гетероатомных компонентов в кислых смолах и асфальтенах (19,08–53,25%). Такие изменения могли происходить при вторичных преобразованиях нефти в залежах при ухудшении условий их консервации, главным образом, биодеградациии разной степени (Lu, 2011; Xu, 2014 и др.), следы которой отмечаются по распределению n-алканов и увеличению смолисто-асфальтеновых веществ.

Генетическая типизация нефтей. Нефти залежей восточной части впадины Фукан из пермского, триасового и юрского НГК на основании анализа изотопного состава углерода нефтей и битумоидов ОВ и с результатами биомаркерного анализа можно подразделить на четыре генетических типа по возрасту НГМП, продуцирующих эти нефти — А, В, С, D (в А выделяется подтип А₁) (табл. 1). Нефти типа А, А₁ и В имеют близкий изотопный состав углерода, поскольку исходное ОВ для них преимущественно сапропелевого состава.

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). Они имеют среднюю и высокую плотность (870–962 кг/м³), но изотопно легкие ($\delta^{13}\text{C}$ — от $-32,08$ до $-30,68\text{‰}$), 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%). Однако, в нефтях залежей среднетриасовой карамайской свиты (скв. Т-62, 2720–2726 м, скв. Т-27, 2797–2802 м, скв. Т-60, 3235–3240 м) в зоне Разломов содержание насыщенных УВ выше — 65,35–68,86%, а 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 (скв. В-24, 2008–2048 м) концентрация алканов очень низкая, на хроматограммах средней части нефти отсутствуют пики n-алканов и изопреноидов. 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 (скв. Т-60), распределение n-алканов в которой носит одномодальный характер с максимумом n-C₁₉, что указывает на преобладание сапропелевой составляющей в исходном ОВ.

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. Тип исходного для нефтей ОВ, определенный по соотношению Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈ (график Кеннона-Кессоу), смешанный гумусово-сапропелевый, накопление которого произошло в восстановительных условиях (рис. 9).

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, что не противоречит выводам по графику Кеннона-Кессоу (рис. 9, 10).

Генетическая типизация нефтей залежей восточной части впадины Фукан

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

Во всех нефтях типа А присутствуют β-каротан и гаммацеран, свидетельствующие о повышенной солености воды в озере, где отлагалось исходное ОВ. 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 стеранов/гопанов (Ster/17αНор) варьирует от 0,14 до 0,50 — нефти образовались из ОВ с большой долей бактериального материала. Во всех нефтях концентрация гопана C₃₀ преобладает над таковой адиантана (C₂₉) (H₂₉ / H₃₀ изменяется в диапазоне 0,37– 0,57). При этом гомогопановый индекс (отношение гопанов H₃₅ / H₃₄) меньше 0,6 и составляет 0,31–0,51, что характерно для ОВ глинистой материнской толщи, накопившейся в озерных условиях.

На основании характеристики молекулярного 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 НГМП.

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

В составе нормальных алканов нефтей подтипа А₁ в максимальных концентрациях содержатся УВ n-C₁₅–n-C₁₉. Значения соотношения Pr/Ph изменяется от 1,38 до 1,65. Тип исходного ОВ на графике Кеннона-Кессоу определяется как гумусово-сапропелевый и подтверждается распределением регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ (рис. 9, 10). Соотношение содержаний трициклических терпанов t₁₉–t₂₃ имеет следующую особенность: t₁₉<t₂₀<t₂₃<t₂₁, что является отличительной чертой нефтей континентального генезиса. β -каротан и гаммацеран во всех нефтях присутствуют. Бактерии сыграли большую роль при формировании и переработке исходного органического вещества в седименто- и диагенезе, о чем свидетельствуют превышение концентраций гопанов над стеранами (Ster/17 α Нор = 0,15–0,74), как и для нефтей типа А. Соотношения адиантан/гопан (Н₂₉/Н₃₀) <0,6 (0,42–0,56) и гомогопан/гопан (Н_{31R}/Н₃₀) <0,25 (0,11–0,19) позволяют предположить, что состав нефти формировался из ОВ глинистых НГМП, отлагавшихся в озере в восстановительной обстановке.

По биомаркерным параметрам источником нефти подтипа А₁ было озерное преимущественно сапропелевое ОВ, накопившееся в среднепермских глинистых отложениях в солоноватоводной обстановке с восстановительным режимом, как и для нефтей типа А, но по сравнению с ними, следов биодеградации в них не отмечается.

Тип В представлен нефтью залежи карамайской свиты (Т_{2k}) в скважине F-5 (4535–4541 м). По физическим свойствам и групповому составу нефть данного типа трудно отличить от нефтей подтипа А₁ с низкой плотностью. Она тоже имеет легкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ = $-30,88\text{‰}$). Особенностью распределения нормальных алканов в ней является преобладание среднемолекулярных членов гомологического ряда n-C₁₅–n-C₂₅, при этом наблюдается незначительный второй максимум на n-C₃₃. Отсутствие низкомолекулярных гомологов (<n-C₁₄) может быть связано с миграцией низкомолекулярных УВ, второй максимум указывает на вклад скорее всего не высших растений а бактерий, что подтверждается крайне низким значением отношения стеранов к гопанам (Ster/17 α Нор — 0,05). В нефти отсутствует β -каротан. Распределение регулярных стеранов C₂₇–C₂₉ предполагает, что планктонные водоросли вносят больший вклад в формирование исходного ОВ, чем наземные растения (рис. 10). В распределении пентациклических тритерпанов доминирует адиантан C₂₉ (Н₂₉/Н₃₀ = 1,65). Однако отношение гопанов Н₃₅/Н₃₄ составляет 0,26, гаммацерановый индекс G/Н₃₀ = 0,10 и соотношение Pr/Ph = 4,25, что свидетельствует о пресноводных или слабо солоноватоводных обстановках седиментации с относительно окислительным режимом. Среди трициклических терпанов преобладают t₁₉ и t₂₃, при этом отношения t₁₉/t₂₃ составляет 0,98, что при сравнении с нефтями подтипа А₁ показывает увеличение привноса в озеро террагенного 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 (табл. 1). Они 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, кислых смол и асфальтенов относительно низкие.

Увеличение количества хейлантана t₁₉ по отношению к t₂₃ (t₁₉/t₂₃ = 0,40–0,46) указывает на то, что доля террагенного гумусового ОВ в материнских отложениях несколько повышенное. По всей вероятности исходное ОВ было переработано бактериями в седименто-

и раннем диагенезе, о чем свидетельствует отношение стеранов/гопанов ($Ster/17\alpha Hop = 0,25-0,38$). β -каротан практически отсутствует во всех нефтях, гаммацеранский индекс $G/H30 = 0,10-0,14$, $Pr/Ph = 1,77-2,91$, что указывает на седиментацию в слабо солоноватоводном озере с относительно восстановительным режимом, где накопилось большое количество глинистого материала. Последнее подтверждается гопановыми коэффициентами ($H35/H34 = 0,45-0,54$, $H29/H30 = 0,42-0,48$).

Таким образом, 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 (?). Поскольку осадочный чехол, где находятся залежи, до юрских отложений включительно, разбит на блоки разломами, 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.

Тип D представлен нефтями из залежей свиты Сишаньяо среднеюрского возраста выступа Шацци (месторождение Шабей), которые имеют наименьшую плотность ($800-814 \text{ кг/см}^3$) и самый тяжелый изотопный состав углерода (среднее значение $\delta^{13}C = -26,25 \text{ ‰}$). Особенностью состава этих нефтей является присутствие в значительных количествах твердых парафинов (обычно $>10\%$) — «отпечатки пальцев» восков высшей растительности.

Озерные прибрежные условия по молекулярному составу нефтей подтверждаются отношениями изоалканов и n-алканов, распределением регулярных стеранов $C_{27}-C_{29}$ и гопановыми коэффициентами: $H35/H34 = 0,30$, $H29/H30 = 0,45$ (рис. 9, 10). Возможно, бактериально переработанного, на что указывает преобладание гопанов над стеранами: $Ster/17\alpha Hop = 0,34$. По соотношению регулярных стеранов $C_{27}-C_{29}$ тип ОВ определяется как гумусовый. Еще одним индикатором 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. Исходное для нефти ОВ накопилось в пресноводных или слабо солоноватоводных условиях со слабо восстановительным режимом, о чем свидетельствует отношения $Pr/Ph = 2,91$ и $G/H30 = 0,10$.

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

На основании комплексного изучения геохимических характеристик нефтей разновозрастных залежей выступов Шацци и Бейсаньтай, зоны Разломов и восточного склона впадины Фукан 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 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 нижне-среднеюрские ловушки;
- ниже-среднеюрские углесодержащие НГМП являются источником нефтей залежей выступа Шацци (месторождения Шабей) и они участвовали в формировании залежей нефти ниже-среднеюрских отложений восточного склона.

Глава 6. Формирование залежей нефти на восточном склоне впадины Фукан

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 нижне-среднеюрских отложениях восточного склона впадины свидетельствуют о достаточно высокой перспективности данного региона.

Формирование коллекторов и флюидоупоров. 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.

Коллекторы свиты Вутунгоу (P_{3wt}) в погруженной части впадины более преобразованные и плотные: открытая пористость для песчаников интервала 5000–5100 м в скважине КТ-1 изменяется от 2,8 до 7% (в среднем 5,1%), проницаемость — от 0,06 до 0,1 мД. Хотя коллектор относится к плотным и имеет плохие фильтрационно-емкостные свойства (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.

Коллекторы свита Карамай (T_2k) сосредоточены в нижней части свиты и приурочены к территории восточных выступов обрамления, а на восточном склоне впадины — преимущественно глинистые озерные отложения. Коллекторы с лучшими ФЕС (русловые песчаники) отмечаются в южной части выступа Бейсаньтай, их пористость в среднем составляет 18–22% (скв. В-47). В верхнетриасовых отложениях преобладают аргиллиты, которые являются региональной покрывкой и обеспечивают консервацию залежей свиты Карамай.

В свите Саньгунхэ (J_{1s}) развиты дельтовые песчаные тела, на восточном склоне они имеют умеренные ФЕС (пористость в среднем 15,4–18,9%, проницаемость — 70,6–102,6 мД). Для коллекторов свиты Саньгунхэ флюидоупорами являются глинистые отложения верхней подсвиты Саньгунхэ и свиты Сишаньяо.

Коллекторы средней подсвиты Тоутунхэ (J_{2t}) представлены русловыми песчаными телами, они также имеют умеренные ФЕС (пористость в среднем 16,0–16,5%, проницаемость — 70,6–102,6 мД). Экранирующие свойства прибрежных глинистых отложений самой свиты удовлетворительные, региональной покрывкой служат глинистые отложения мелового возраста.

Таким образом, коллекторы свит Саньгунхэ и Тоутунхэ на восточном склоне впадины характеризуются средними ФЕС, в них отмечаются нефтепроявления, они могут быть объектом поиска и разведки скоплений нефти. 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 песчаные отложения вскрываются и отмечаются редко. Хотя верхнепермские коллекторы на восточном склоне впадины имеют плохие ФЕС, они находятся в непосредственном контакте с высококачественными среднепермскими НГМП, откуда нефти могли мигрировать и формировать скопления, то есть они также являются благоприятными объектами поиска и разведки. Это подтверждается высокодебитным притоком нефти, полученным из верхнепермских отложений в скважине КТ-1 (рис. 1).

Ловушки и залежи. В ловушках происходит аккумуляция и консервация нефти и газа, поэтому они являются объектами поисково-разведочных работ (Бакиров и др., 1990 и др.). 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.

Направление и пути миграции УВ-флюидов. УВ-флюиды мигрируют в основном по «доминирующим» каналам, которые на восточном склоне впадины Фукан представлены моноклинально залегающими песчаными пластами, зонами стратиграфических несогласий и разломами, 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. 12).

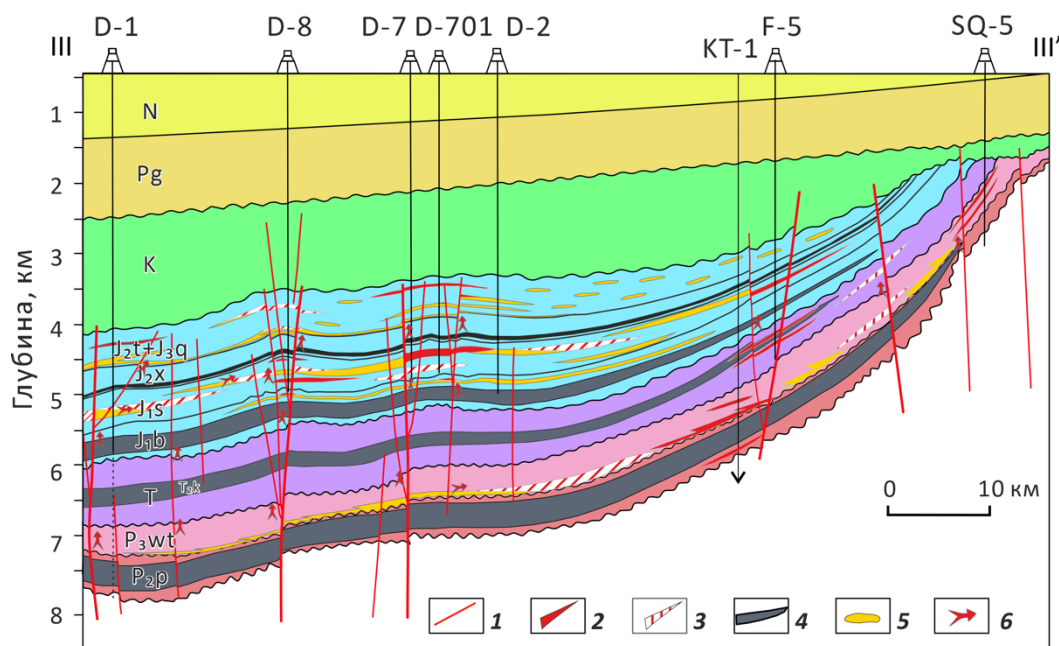


Рисунок 12. Вероятностная модель формирования залежей нефти на восточном склоне впадины Фукан

(построено на основании 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 — направление и пути вторичной миграции

Основные геологические факторы, контролирующие формирование скоплений углеводородных флюидов. Формирование скоплений нефти и газа на восточном склоне впадины Фукан в основном контролируется аномально высоким пластовым давлением (АВПД), формирующимся за счет активной генерации нефти и газа 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.

На основании проведенных геолого-геохимических 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 микроневфть;

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, зонам региональных несогласий и по разломам до уже существовавших в это время конседиментационных ловушек и аккумуляровались 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 обеспечивают 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, контролирующего 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 ($МК_1$ –середины $МК_3$) 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 (II_1 тип) и смешанного (II_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 и превосходным 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 II_2-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 микронепфть, которая мигрировала в ловушки разного генезиса в более приподнятую восточную часть впадины.

На основании анализа изотопного состава углерода нефтей и битумоидов ОВ и с 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 ниже-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 ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ

Статьи, опубликованные в журналах Scopus, Wos, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.11.

1. **Ян Х.**, Соболева Е.В. Юрские нефтегазоматеринские породы углеводородных залежей в восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2020. — №. 5. — С. 55–63. (авторский вклад — 90 %). Импакт-фактор по РИНЦ, 2021: 0,755.
2. **Ян Х.**, Соболева Е.В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Георесурсы. — 2021. — Т. 23. — №. 2. — С. 110–119. (авторский вклад — 90 %). Импакт-фактор по РИНЦ, 2021: 1,239.
3. **Ян Х.**, Соболева Е.В., Цю Ши. Условия формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Геология нефти и газа. — 2022. — №. 1. — С. 85–94. (авторский вклад — 80 %). Импакт-фактор по РИНЦ, 2021: 0,922.
4. **Ян Х.**, Соболева Е.В. Роль триасовых нефтегазоматеринских пород в формировании скоплений нефти во впадине Фукан (Китай) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2022. — №. 3. — С. 17–25. (авторский вклад — 90 %). Импакт-фактор по РИНЦ, 2021: 0,755.

Другие научные публикации

5. **Ян Х.** Юрские нефтематеринские породы восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2020» [Электронный ресурс] / Отв. ред. И.А. Алешковский, А.В. Андриянов, Е.А. Антипов. — Электрон. текстовые дан. (1500 Мб.) — М.: МАКС Пресс,

2020.

6. **Ян Х.** Генетическая типизация нефтей залежей углеводородных флюидов восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // в сборнике: Молодые - Научкам о Земле. Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2020. — Т. 7. — С. 73–75.

7. **Ян Х.** Эволюция тектонического развития Джунгарского осадочно-породного бассейна // В сборнике: Инновации в геологии, геофизике и географии-2020. Материалы 5-ой Международной научно-практической конференции. – М.: «Издательство Перо», 2020. — С. 172–173.

8. **Ян Х.** Особенности формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2021» [Электронный ресурс] / Отв. ред. И.А. Алешковский, А.В. Андриянов, Е.А. Антипов, Е.И. Зимакова. — М.: МАКС Пресс, 2021.

9. **Ян Х.** Влияние условий формирования залежей на молекулярный состав и свойства нефтей (на примере впадины Фукан бассейна Джунгария) // В сборнике тезисов докладов на конференции: Геологический Международный Студенческий Саммит. — Санкт-Петербург: Изд-во «ВВМ», 2021. — С. 226–229.

10. **Ян Х.** Особенности геологического строения восточного борта впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле». – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. — С. 124–127.

11. **Ян Х.** Пермские нефтегазоматеринские породы восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность–2021». — МГУ имени М.В. Ломоносова, 27–28 мая 2021 г.

12. **Ян Х.,** Соболева Е.В. Формирование литологических залежей в средне-верхнеюрских отложениях центральной части впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Материалы X Международной научной конференции молодых учёных «Молодые - научкам о Земле». – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. — Т. 2. — С. 114–117.

13. **Ян Х.,** Соболева Е.В. Восстановление условий озерной седиментации нефтегазоматеринских пород Джунгарского нефтегазоносного бассейна // в сборнике «Успехи органической геохимии». — 2022. — С. 304–306.