

Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария)

Х. Ян*, Е.В. Соболева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В пределах восточной части впадины Фукан основные продуктивные горизонты приурочены к пермскому и юрскому нефтегазоносным комплексам (НГК), в которых выделяются среднепермские (вордский-кептенский ярусы) и нижне-среднеюрские (геттангский-батский ярусы) нефтегазоматеринские породы (НГМП). В статье рассматриваются нефтегазоматеринские свойства среднепермских и нижне-среднеюрских пород, молекулярный состав битумоидов НГМП и нефтей, а также интерпретируются особенности состава биомаркеров в них с позиций осадочно-миграционной теории генерации нефти. Объяснены причины различия свойств и состава нефтей разных НГК. Показано, что состав углеводородных флюидов залежей определяется не только геолого-геохимическими условиями седиментации нефтегазоматеринских отложений, но также связан с процессами миграции и последующими вторичными изменениями в скоплении. По составу и свойствам выделены три группы нефтей: пермские и юрские тяжелые нефти с легким изотопным составом углерода и наличием β -каротана и гаммацера, они подверглись биодegradации разной степени, что зависело от геологических условий существования залежей; пермские средние по плотности (0,84 и 0,87 г/см³) нефти, состав биомаркеров которых очень близок к аналогичному составу первой группы и юрские легкие нефти с высоким содержанием твердых парафинов и более тяжелым изотопным составом углерода, почти не содержат β -каротана и концентрации гаммацера низкие.

Ключевые слова: пироллиз Rock-Eval, генерационный потенциал, углеводородные флюиды, условия седиментации, геолого-геохимические условия, нефтегазоматеринские породы, формирование залежей, молекулярный состав, биомаркеры, впадина Фукан, Джунгарский нефтегазоносный бассейн.

Для цитирования: Ян Х., Соболева Е.В. (2021). Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария). *Георесурсы*, 23(2), с. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>

Введение

Джунгарский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является одним из крупнейших в Китае. Впадина Фукан находится в его центральной части. Ее восточный борт – основной поисково-разведочный район Синьцзянского нефтяного филиала компании «PetroChina». Здесь были открыты нефтяные месторождения – Шабей, Шанань, Бейсантай, Саньтай, Сицюань и Ганхэ, на которых пробурено большое количество эксплуатационных скважин с высокими дебитами нефти (рис. 1). Хотя продуктивные нефтяные пласты были обнаружены в отложениях от карбона до палеогена, основные залежи находятся в пермской и юрской системах (рис. 2). Пермские залежи расположены в сводовой части выступа Бейсантай, а юрские распределены в южном и северном обрамлении восточной части впадины Фукан.

Состав углеводородных флюидов залежей определяется не только геолого-геохимическими условиями седиментации нефтегазоматеринских отложений, но также связан с процессами генерации, первичной и вторичной миграции, аккумуляции в ловушке и последующими вторичными изменениями в скоплении. Влияние перечисленных факторов отражаются на групповом и молекулярном составе

нефти и ее свойствах. В Джунгарском НГБ геолого-геохимические условия в процессе накопления осадочного чехла не статичны. В чехле сформировалось несколько различных НГК: каменноугольный, пермский, триасовый, юрский и меловой-палеогеновый (Chen et al., 2016; Liu et al., 2019). Это дает возможность реконструировать геолого-геохимические условия накопления будущих НГМП и формирования залежей путем геолого-геохимической интерпретации особенностей молекулярного состава органического вещества НГМП и углеводородных флюидов.

Материалы и методы исследований

Было исследовано 28 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P₂p), 86 образцов аргиллитов свит Бадаовань (J₁b), Саньгунхэ (J₁s) и Шишаньбао (J₂x) юрской системы, 3 пробы нефти из пермских и 3 из юрских залежей. Образцы были предоставлены Научно-исследовательским институтом по разведке и разработке (Синьцзянский нефтяной филиал компании «PetroChina»). В исследованиях использовались методы газожидкостной хроматографии, хромато-масс-спектрометрии и пироллиза Rock-Eval.

Результаты исследований и их обсуждение

В становлении и формировании Джунгарского осадочно-породного бассейна, начиная с каменноугольного периода, выделяется несколько этапов (Wu Qingfu, 1986;

* Ответственный автор: Ян Хоуцян
e-mail: yanghouqiang@qq.com

© 2021 Коллектив авторов

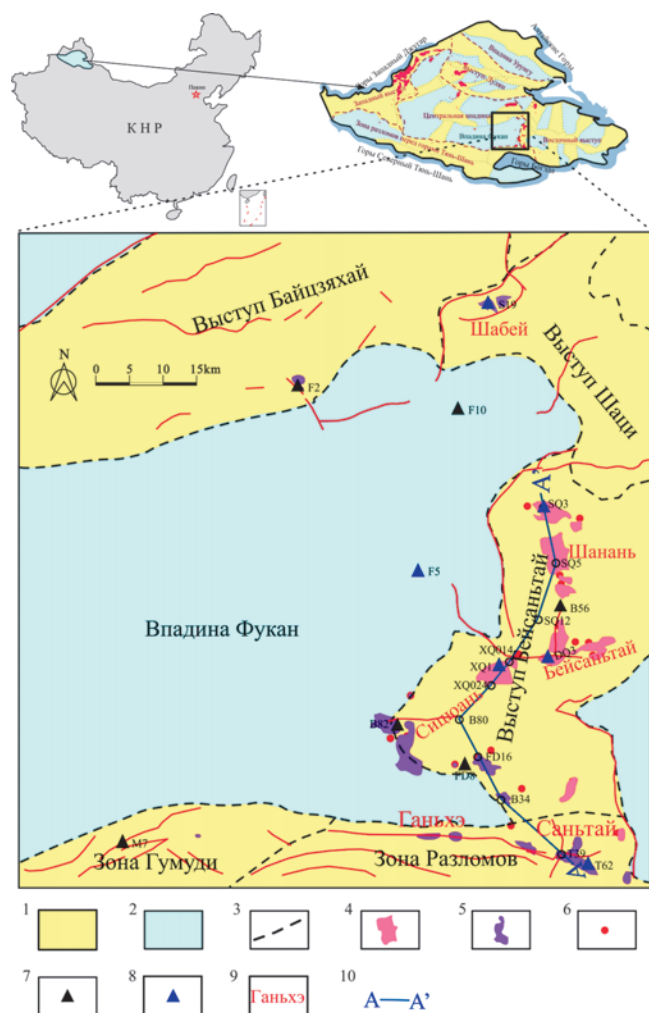


Рис. 1. Тектонические элементы восточной части впадины Фукан с расположением скважин отбора образцов пород и нефтей. 1 – выступы, 2 – впадины, 3 – границы тектонических элементов второго порядка, 4 – пермские залежи, 5 – юрские залежи, 6 – эксплуатационные скважины, 7 – скважины отбора образцов аргиллитов, 8 – скважины отбора проб нефтей, 9 – месторождения, 10 – линия профиля

Zhao Bai, 1992; He Dengfa, 2018 и др.). До каменноугольного периода Джунгарский срединный массив был расположен в древнем Азиатском океане и отделялся глубокими трогами от Сибирской, Казахской и Таримской платформ, что может быть связано с распадом на их месте древнего континента.

В среднекаменноугольную (C_2 - P_1) эпоху трог закрылись в результате столкновения древних континентов – на северо-западе (ныне гора Западный Джунгар) и северо-востоке (ныне Алтайские горы), поскольку в их пределах произошла инверсия – начало орогенеза – формирование обрамления бассейна. В это время трог на южной окраине (ныне гора Богда) еще был связан с открытым морем, он постепенно закрывался и был отделен от него в конце раннепермской эпохи.

Северным обрамлением бассейна, как уже упоминалось, являлся позднепалеозойский орогенный пояс, перед которым сформировался краевой прогиб (P_2 - P_3 wt), где отлагались среднепермские терригенные осадки. Хотя южный трог позже тоже был закрыт, в его пределах не сразу произошел подъем территории, на него, возможно, еще влияла периодичность изменения морской береговой

линии. Во время трансгрессий глубокие части прогиба покрывались морскими водами, формировались озера. В это время 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 фитопланктона. В спокойных благоприятных условиях в глинистых отложениях осаждалось и сохранялось большое количество органического вещества (ОВ) преимущественно фитогенного сапропелевого состава.

Для выделения НГМП и оценки их качества, количества в них ОВ и их катагенетической зрелости было исследовано методом пиролиза Rock-Eval 28 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P_2 p). Содержание органического вещества (ТОС) в аргиллитах изменяется в широком диапазоне от 0,11 до 6,72% (в среднем – 2,05%). Значение S_1+S_2 , характеризующее величину полного генерационного потенциала свиты, составляет 5,31 мг УВ/г породы. Для определения типа ОВ (керогена) и степени его зрелости используется диаграмма Эспиталье и др. (1985 г.), где по оси ординат откладывается значение водородного индекса (НИ), по оси абсцисс – T_{max} . Значения НИ для пород пиндицюаньской свиты варьируют от 43,59 до 422,75 мг УВ/г ТОС, что характеризует нефтегазоматеринское ОВ смешанного преимущественно сапропелевого типа керогена II_1 - II_2 (рис. 3А). Значения максимальной температуры (T_{max}), определяющие зрелость ОВ, для большинства аргиллитов варьирует от 435 до 457°C ($R^2=0,6-1,1\%$), что соответствует грациям мезокатагенеза $МК_1$ – середина $МК_3$, т.е. они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и уже генерировали углеводородные флюиды.

На зрелость ОВ, формирование генерационного потенциала среднепермских НГМП и образование ловушек углеводородных флюидов оказал влияние герцинский тектогенез, когда восточная часть впадины Фукан поднялась, и на месте трога началось горообразование (ныне гора Богда), кровля среднепермских отложений подвергалась денудации и эрозии, о чем свидетельствует несогласие между свитами Пиндицюань (P_2 p) и Вутунгоу (P_3 wt). Бассейн вступил в стадию внутриконтинентальной эволюции. В конце позднепермской эпохи внутриконтинентальный бассейн опускался, площадь седиментации расширялась, во впадинах среднепермские НГМП были перекрыты верхнепермскими терригенными отложениями (рис. 2). Верхняя часть свиты Вутунгоу сложена в основном аргиллитами с постоянной мощностью и представляет собой региональную покрывку. В процессе седиментации, диагенетического и катагенетического преобразования в пермских отложениях формировались конседиментационные структурные и стратиграфические ловушки.

В начале триасового периода произошла тектоническая активизация, в условиях сжатия территория бассейна поднялась, что привело к образованию разломов, это, вероятно, повторялось неоднократно, поскольку на выступе Бейсаньтай и в Зоне разломов дизъюнктивные нарушения отмечаются и в пермской, и во всех отделах триасовой

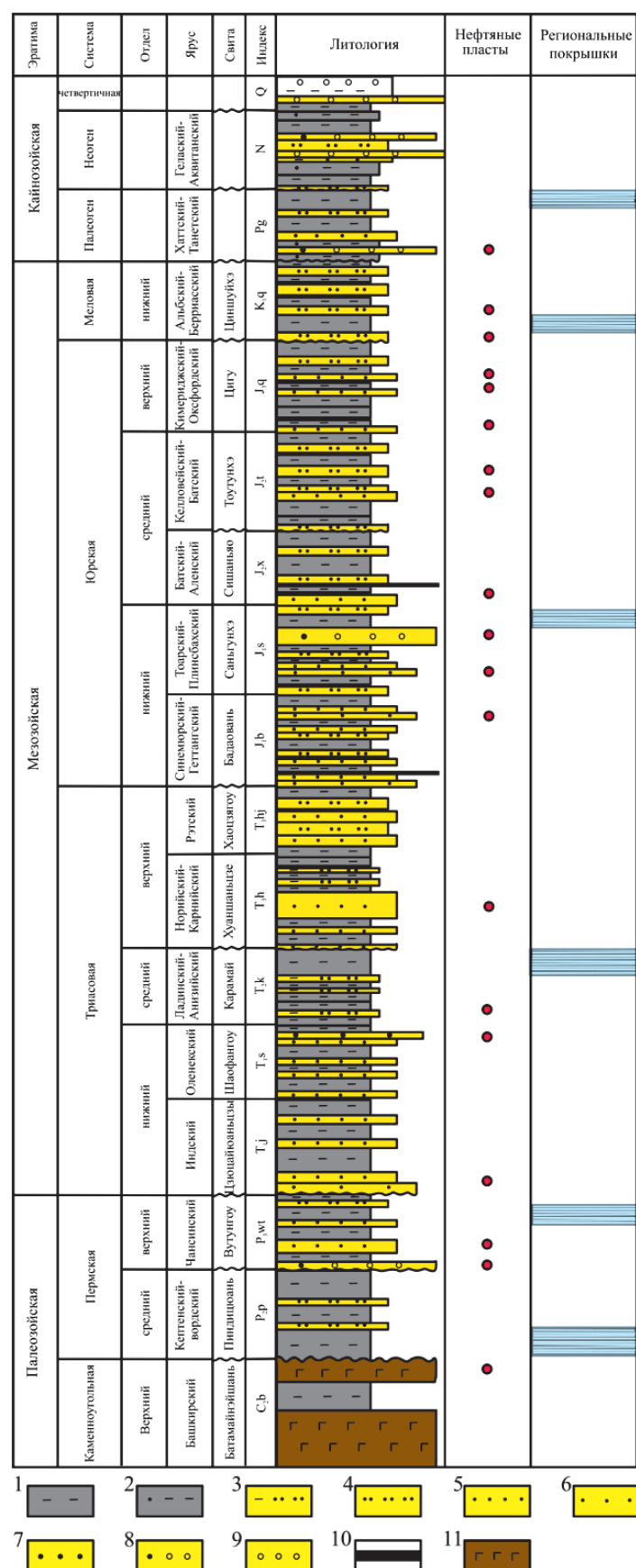


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая характеристика пород восточной части впадины Фукан с элементами нефтегазоносности. 1 – глинистые аргиллиты, 2 – песчанистые аргиллиты, 3 – глинистые алевролиты, 4 – алевролиты, 5 – мелкозернистые песчаники, 6 – среднезернистые песчаники, 7 – грубозернистые песчаники, 8 – песчанистые конгломераты, 9 – конгломераты, 10 – угли, 11 – базальты

системы. Верхняя часть пермских отложений была размыва – несогласное залегание чансинского и индского ярусов, но многие озера сохранились. Впадина испытывала относительно кратковременные трансгрессии и регрессии, отмечается несогласное залегание ладинского и карнийского ярусов триасовой системы (рис. 2). В водоемах накапливалась толща чередования разнозернистых песков, алевролитов и глин. Песчаные разности обладали пустотным пространством, из которых впоследствии сформировались коллекторы, а из глин – флюидоупоры.

В конце рэтского века среднепермские НГМП в центральной части впадины Фукан находились в ГЗН, где происходила генерация углеводородных флюидов, которые мигрировали в Зону разломов, 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 Джунгарского бассейна были широко распространены неглубокие озера и болота, где накапливались разной мощности пласты глин, алевролитов, обогащенных ОВ, разнозернистых песков и торфа.

Для выделения НГМП в восточной части впадины Фукан методом пиролиза было исследовано 86 образцов аргиллитов из юрских свит Бадаовань (J_1b), Саньгунхэ (J_1s) и Сишаньяо (J_2x) (рис. 1, 2). Количество ТОС в бадаованьских отложениях варьирует в пределах 0,38–3,7% (среднее значение – 1,35%), в саньгунхэских – 0,51–4,35% (1,38%). В сишаньяоских углистых аргиллитах распределение ТОС неравномерное: некоторые образцы имеют очень высокое содержание – 13,68–66,88 (32,37%), а остальные – относительно низкое 0,43–5,03 (1,51%).

Средние значения генерационного потенциала (S_1+S_2) для аргиллитов бадаованьской свиты – 3,31, для саньгунхэской – 3,43, для сишаньяоских глинистых аргиллитов – 1,74, а для углистых аргиллитов – 33,02 мг УВ/г породы. В целом, значение S_1+S_2 положительно коррелируется с содержанием ТОС, из чего следует что, чем выше содержание ОВ в породе, тем выше ее генерационный потенциал. Образование нефти и/или газа зависит от типа исходного ОВ. Так углистые аргиллиты с высоким генерационным потенциалом, но преобладанием гумусовой составляющей в ОВ, генерировали больше углеводородного газа.

На диаграмме Дж. Эспиталье и др. (рис. 3) значения НГ отложений бадаованьской свиты (J_1b) – от 11,11 до 399,14 мг УВ/г ТОС, что характерно для керогена II_2-III типа, саньгунхэской свиты (J_1s) – в пределах 24,67–672,64 мг УВ/г ТОС, большинство образцов пород содержат кероген II_2-III типа, два образца из Зоны разломов на диаграмме располагаются в областях керогена I и II_1 типов, для сишаньяоской свиты (J_2x) НГ варьирует от 30,77 до 194,50 мг УВ/г ТОС, что определяет тип керогена II_2-III (рис. 3Б, В, Г). Из этих данных следует, что большинство аргиллитов юрских свит содержат смешанное ОВ с преобладанием гумусовой составляющей и генерировали как жидкие, так и газовые углеводородные флюиды.

Значения максимальной температуры ($T_{\max}$), определяющие зрелость ОВ, для изученных юрских свит изменяются от 428 до 454°C, большинство до 450°C, что соответствует грациям катагенеза – конец ПК₃ – МК₂ ($R^o = 0,50-0,75\%$), т.е. они находятся в ГЗН, но менее преобразованы, чем среднепермские НГМП свиты Пиндицюань (P_2p) (рис. 3).

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) является важным показателем для определения типов керогена. Согласно исследованиям Huang и др. (1984), сапропелевое ОВ (кероген I типа) характеризуется более легким изотопным составом ($\delta^{13}C$ менее $-28,00\%$), а гумусовое ОВ (кероген III типа) более тяжелым ($-24,5\%$). В целом ОВ юрских НГМП имеет относительно тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$ от $-22,44$ до $-26,22\%$), а ОВ пермских НГМП более легкий ($\delta^{13}C$ от $-27,13$ до $-28,19\%$) (рис. 4). Это свидетельствует о повышенном содержании сапропелевой составляющей в составе ОВ среднепермских НГМП, кероген аргиллитов которых II_1-II_2 типа, а в юрских больше гумусового ОВ – кероген II_2-III типа (рис. 3, 4). Эти данные хорошо согласуются с выводами по пиролитическим параметрам среднепермских и юрских НГМП.

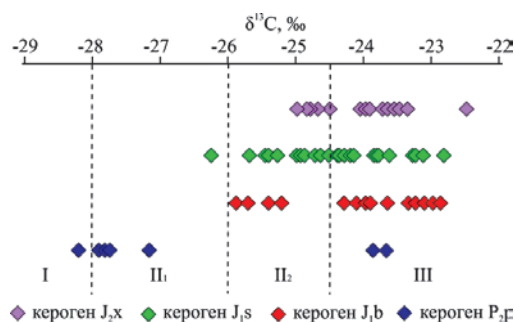


Рис. 4. Изотопный состав углерода керогена I, II, III типа среднепермских и ниже-среднеюрских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан

Дополнительными доводами в пользу сделанных предположений и выводов являются результаты биомаркерного анализа битумоидов ОВ аргиллитов и нефтей впадины Фукан.

В двух образцах битумоидов из аргиллитов среднего отдела перми распределение н-алканов и изопреноидов в средней фракции различное (рис. 5). Пробы отобраны в разных частях впадины и с разной глубины (скв. F10 глубина 4293,10 и скв. B56 – 2530,13 м), поэтому на состав алканов повлияло как состав исходного ОВ, так и вторичное преобразование в зоне катагенеза под действием повышенных пластовых температур.

Для битумоидов среднепермских аргиллитов с глубины 4293,10 м из скв. F10, пробуренной в северо-восточной части впадины близко к выступу Шази, распределение н-алканов носит одномодальный характер с максимумом $n-C_{15}$ (рис. 5). Среди н-алканов преобладают относительно низкомолекулярные гомологи, соотношение $\Sigma nC_{21}/\Sigma nC_{22+} = 10,1$. Коэффициент ОЕР близок к единице и равен 0,93. 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 битумоида из скв. F10. На диаграмме Кеннона-Кессоу для обоих образцов близкие прибрежные, лагунные и/или озерно-дельтовые обстановки осадконакопления в умеренно восстановительных придонных условиях (рис. 6). Это подтверждает также коэффициент $Pr/Ph = 1,87$ (табл. 1).

Для битумоидов аргиллитов, отобранных в своде выступа Бейсаньтай (скв. B56), в распределении н-алканов отмечается два максимума $n-C_{23}$ и $n-C_{16}$ – смешанный тип исходного ОВ. Среди $n-C_{23}$ – $n-C_{31}$ преобладают нечетные гомологи.

Нечетность среди высокомолекулярных н-алканов и повышенная их концентрация типичный признак истинных хемофоссилий восков высшей растительности, поскольку воски содержат нечетные высокомолекулярные н-алканы и четные высокомолекулярные жирные кислоты, из которых при декарбоксилировании образуются нечетные н-алканы. Обстановки

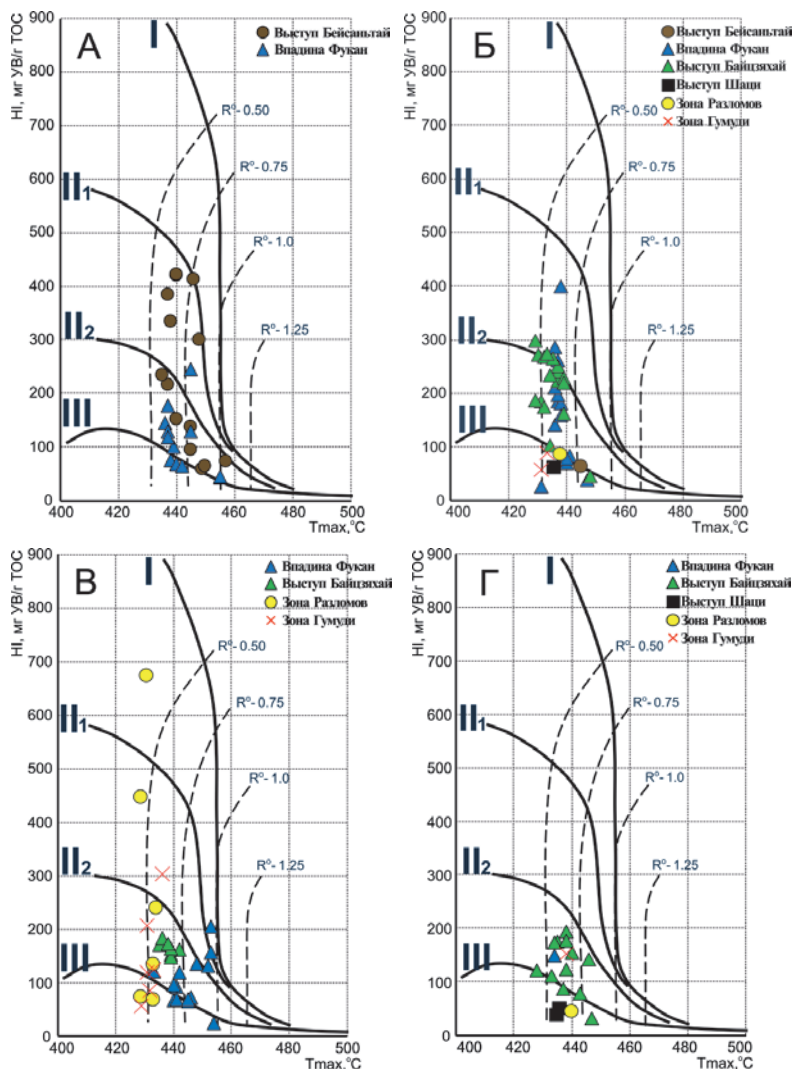


Рис. 3. Определение типа керогена и степени его зрелости для среднепермских и ниже-среднеюрских отложений восточной части впадины Фукан с использованием пиролитических параметров: А) свита Пиндицюань (P_2p); Б) свита Бадаовань (J_1b); В) свита Саньгунхэ (J_1s); Г) свита Сишаньяо (J_2x) (диаграмма Дж. Эспиталье и др., 1985 г.)

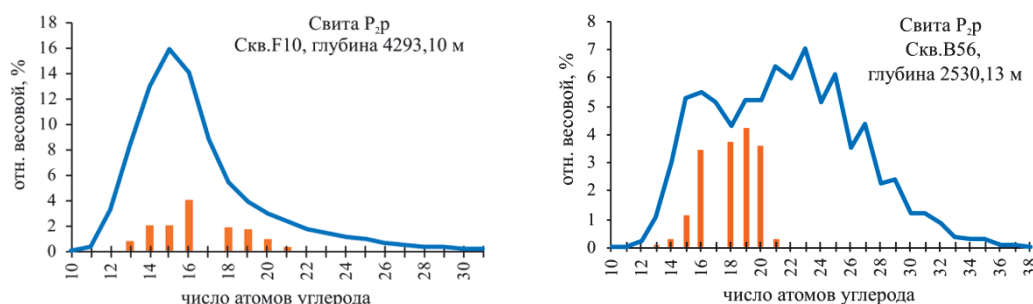


Рис. 5. Распределение *n*-алканов и изопреноидов в составе битумоидов среднепермских нефтегазоматеринских пород (свита Пиндицюань) впадины Фукан

Район	Выступ Байцзяхай	Зона Гумуди	Выступ Бейсаньтай	Выступ Бейсаньтай	Выступ Бейсаньтай	Впадина Фукан
Скважина	F2	M7	FD8	B82	B56	F10
Глубина, м	3685–3690	4430–4432	2752	3399	2530,13	4293,10
Свита	J ₂ x		J ₁ s	J ₁ b	P ₂ p	
$\Sigma i-C / \Sigma n-C$	0,28	0,19	0,10	0,24	0,20	0,16
$\Sigma \text{нечет.} / \Sigma \text{чет.}$	1,16	0,99	1,04	1,48	1,20	1,01
ОЕР	1,52	1,07	1,02	2,14	1,36	0,93
$\Sigma n-C_{21-} / \Sigma n-C_{22+}$	1,08	2,43	1,00	0,41	1,00	10,06
Pr/Ph	6,29	0,83	2,47	5,81	1,16	1,87
Pr/n-C ₁₇	2,43	0,49	0,58	4,03	0,82	0,21
Ph/n-C ₁₈	0,37	0,56	0,20	0,68	0,85	0,18

Табл. 1. Геохимические коэффициенты, рассчитанные по составу алканов в битумоидах нефтегазоматеринских пород. Коэффициент ОЕР = $(C_i + 6C_{i+2} + C_{i+4}) / (4C_{i+1} + 4C_{i+3})$, – преобладание нечетных *n*-алканов над четными, *i*+2 – число атомов углерода максимума *n*-алканов

и условия седиментации совпадают с образцом из скв. F10 ($Pr/nC_{17} = 0,21$ и $Ph/nC_{18} = 0,18$), но в относительной концентрации изопреноидов – меньше низкомолекулярных гомологов, чем iC_{18} , Pr, Ph, а также меньше значение соотношения $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$, что указывает на относительно более низкую степень преобразования ОВ, это также видно на диаграммах (рис. 5, 6).

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. 7). К сожалению, по имеющимся данным невозможно определить к какому типу битумоидов они относятся – автохтонному, параавтохтонному или остаточному. Определенно, тип исходного ОВ был смешанный с разной долей сапропелевой и гумусовой составляющей.

Наибольшее значение отношения $Pr/Ph = 6,25$ отмечается в битумоидах шишаньясских аргиллитов для образца выступа Байцзяхай (скв. F2, глубина 3685–3690 м), что свидетельствует об относительно окислительных условиях осадконакопления и большем привносе террагенного гумусового ОВ, что подтверждается тонким угольным слоем над образцом в разрезе. Наименьшее значение $Pr/Ph = 0,82$ для битумоида зоны Гумуди (скв. M7, 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 с ОВ накапливались в лагунных и/или озерных условиях, куда сносились фрагменты целлюлозно-лигнинных тканей высшей растительности (рис. 6).

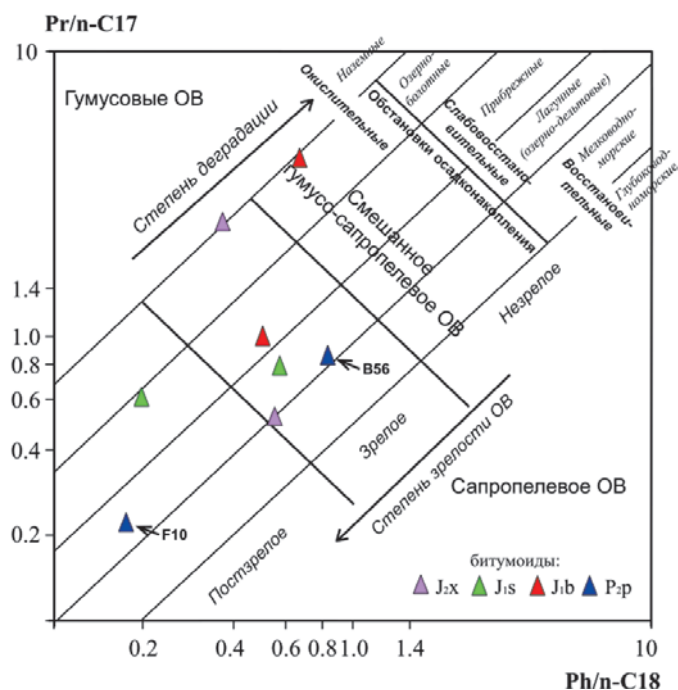


Рис. 6. Определение типа органического вещества нефтегазоматеринских отложений, фациальных условий седиментации и степени его зрелости ($Pr/n-C_{17}$, $Ph/n-C_{18}$ в lg масштабе) (диаграмма Кеннона-Кессоу)

Распределение регулярных стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} является еще одним из наиболее значимых показателей, позволяющее устанавливать генетическое родство ОВ, вид биопродуктов, условия седиментации ОВ и его относительную зрелость (Peters et al., 2005). Стероиды с

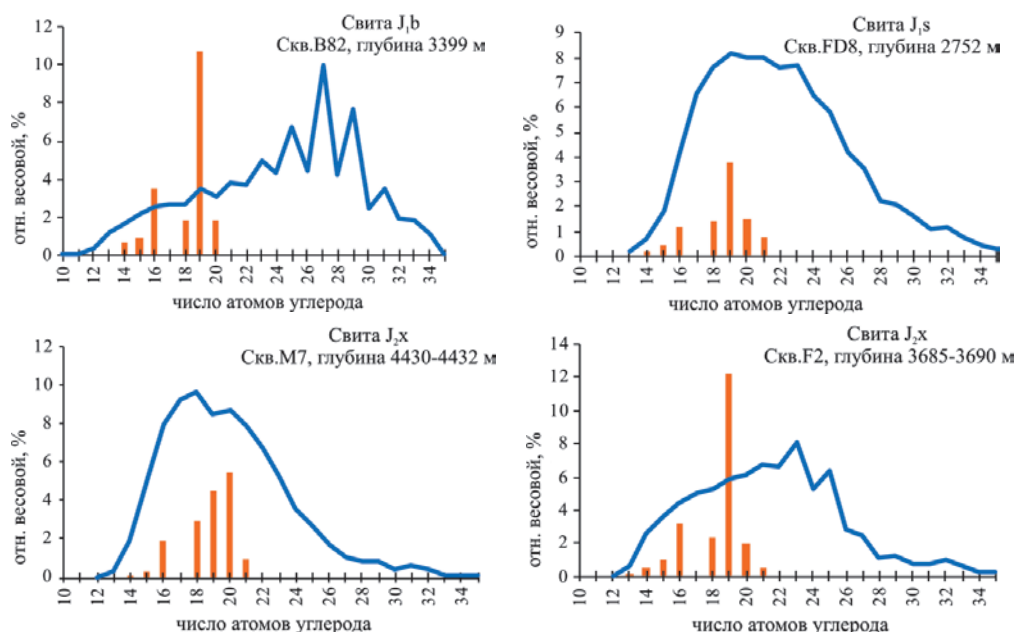


Рис. 7. Распределение алканов в составе битумоидов аргиллитов ниже-среднеюрских нефтегазоматеринских пород впадины Фукан

разной величиной углеродного скелета присущи живому веществу разных организмов: C_{27} – животным, C_{28} – простейшим водорослям и C_{29} – высшей растительности.

Источником исходного ОВ для среднепермских НГМП, которые накапливались в мелководной лагуне или соленом озере, являлся фитопланктон, вклад высшей растительности невелик, а для юрских НГМП – водоросли и высшая растительность, и они в основном отлагались в эстуарии или мелководном внутри континентальном озере, где накапливалось больше некромы высших растений – гумусового ОВ (рис. 8).

Формирование и разрушение залежей в восточной части впадины Фукан тесно связаны с активизацией тектонических процессов. Начиная со времени накопления

свиты Тоутунхэ (J_2t) до позднеюрской эпохи, впадина Фукан была приподнята под влиянием Яньшаньского тектогенеза (I и II фазы мезозойской складчатости). При этом породы выступа Бейсантай претерпели значительную денудацию и эрозию, юрские и частично триасовые отложения были размыты, за исключением относительно пониженных участков (рис. 9). Нефтяные залежи, образовавшиеся в позднеэриасовую эпоху в пермских ловушках, вероятно, были частично или полностью разрушены в процессе тектонической активизации.

В раннемеловую эпоху Джунгарский бассейн и прилегающие к нему районы погружались, площадь осадконакопления расширилась. С мелового периода до конца палеогена в южной части впадины Фукан было накоплено около 3000 метров отложений, что позволило юрским НГМП войти в «нефтяное окно». В позднемеловое время под влиянием III фазы Яньшаньского орогенеза выступ Бейсантай и Зона разломов снова поднялись, мощность меловых отложений на них уменьшилась. Вероятно, в Зоне разломов углеводородные флюиды, находившиеся в доюрских залежах, могли мигрировать по разломам, нарушивших консервацию залежей, к юрским и меловым литологическим, стратиграфическим и тектоническим ловушкам. Можно предположить, что юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефти, мигрировавшие по разломам в уже существовавшие ловушки в пределах выступов, ограничивающих её восточную часть.

Разломы и несогласия, сформировавшиеся под воздействием тектонических движений, с одной стороны, создавали трещиноватые зоны для латеральной и вертикальной миграции углеводородных флюидов, с другой – нарушали консервацию флюидов в уже сформированных ранее залежах. В этих условиях нефти испытывали воздействие вторичных процессов в зоне гипергенеза, таких как испарение легких фракций, вымывание водами и биодегградацию (Соболева, Гусева, 2010). Воздействие этих процессов отразилось на физических свойствах и молекулярном составе нефтей залежей в сводовой части выступа Бейсантай и в Зоне разломов (Wang, 1991; Lu et al., 2010).

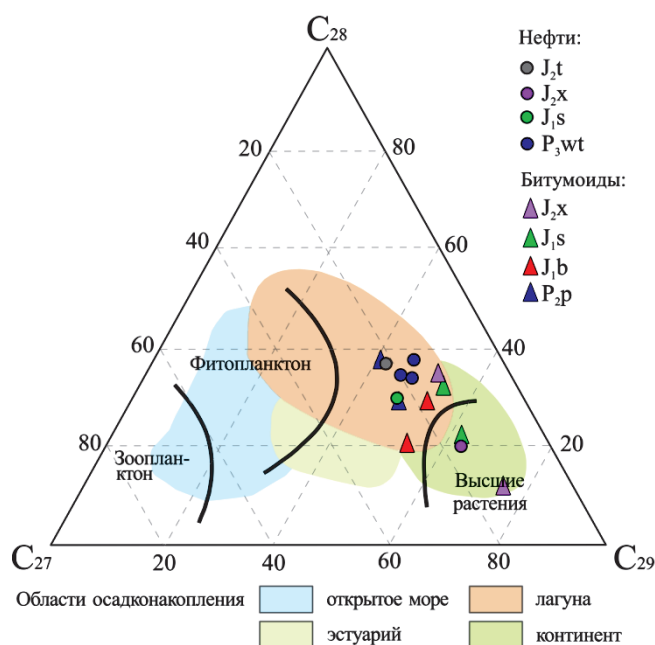


Рис. 8. Определение фациальных условий седиментации и вида биопродуктов органического вещества по соотношениям регулярных стеранов $C_{27}H_{48}$, $C_{28}H_{50}$ и $C_{29}H_{52}$ относительные % (Huang, Meinschein, 1979)

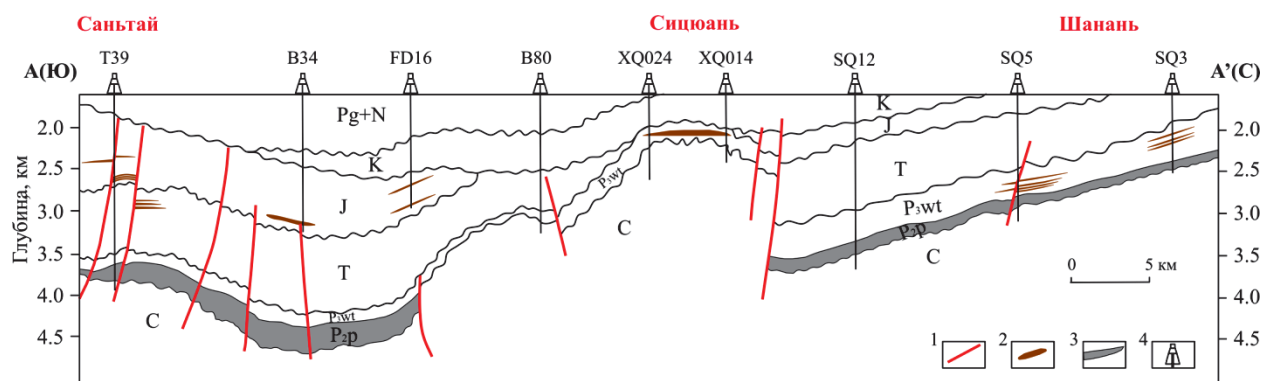


Рис. 9. Схематический разрез по линии А–А' (линия профиля на рис. 1). 1 – разломы, 2 – залежи, 3 – нефтегазоматеринские породы, 4 – скважины

Для выяснения особенностей состава нефтей залежей рассмотрены физико-химические параметры, групповой углеводородный состав нефти, характеристики распределения алканов C_9 – C_{35} и биомаркеров в них.

Пермские залежи. Образцы нефти отбирались из продуктивного горизонта Вутунгоу (P_3 wt) выступа Бейсаньтай на месторождениях Шанань, Сицюань и Бейсаньтай (рис. 1).

Нефти в верхнепермских залежах (P_3 wt) на месторождениях Шанань (скв. SQ3) и Сицюань (скв. XQ1), находящихся на склонах выступа, имеют среднюю плотность (0,84 и 0,87 г/см³, соответственно) и среднее содержание твердых парафинов (7,76 и 5,18%) (табл. 2, рис. 10). Твердые парафины – «отпечатки пальцев» восков высшей растительности, что связано с составом террагенного гумусового ОВ пермских НГМП.

По групповому углеводородному составу нефти залежей этих двух месторождений очень близкие: насыщенных УВ – 78,23 и 71,98%, ароматических – 9,62 и 7,07%, кислых смол – 3,16 и 4,40%, асфальтенов – 2,44 и 1,68%, но они отличаются по распределению, как нормальных алканов, так и изопреноидов (рис. 10). Нефть залежи месторождения Шанань (скв. SQ3) характеризуется одномодальным распределением н-алканов C_9 – C_{35} с максимумом н- C_{17} , среди них преобладают низкомолекулярные н-алканы ($\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+} = 1,69$). Для нефти залежи месторождения Сицюань (скв. SQ3) максимум приходится на н- C_{15} , концентрация низкомолекулярных н-алканов выше ($\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+} = 2,78$), возможно, это свидетельствует о подтоке легких УВ из нижележащих залежей. Для нефти месторождения Шанань выше концентрация изопреноидов iC_{18-21} , чем iC_{13-16} , а для нефти

Скважина	SQ3	XQ1	DQ3	F5	S19	T62
Свита (индекс)	P_3 wt	P_3 wt	P_3 wt	J_1s	J_2x	J_2t
Глубина, м	2015–2027	1888–1893	1534–1538	3454–3460	1473–1475,5	2454–2465
Плотность, г/см ³	0,84	0,85	0,94	0,81	0,80	0,94
$\sum n-C_{16+}$, %	7,76	5,18	1,02	9,20	10,15	1,92
Состав нефтей, %	Насыщенные УВ	78,23	71,98	43,79	80,57	81,96
	Ароматические УВ	9,62	7,07	25,71	9,93	6,30
	Смолы	3,16	4,40	16,38	7,73	3,30
	Асфальтены	2,44	1,68	0,85	1,10	1,24
ОЕР	1,03	1,05	-	1,04	0,99	1,11
$\sum n-C_{21-}/\sum n-C_{22+}$	1,69	2,78	-	1,54	1,75	1,06
Pr/Ph	1,65	1,51	-	1,77	2,91	1,18
Pr/n- C_{17}	0,46	0,55	-	0,34	0,27	0,96
Ph/n- C_{18}	0,29	0,43	-	0,19	0,09	0,80
$\sum i-C/\sum n-C$	0,08	0,21	-	0,09	0,08	0,21
$\delta^{13}C$, ‰	-30,01	-30,38	-32,06	-27,81	-26,25	-31,52

Табл. 2. Физико-химические параметры свойств и состава и углеводородные коэффициенты нефтей пермских и юрских залежей

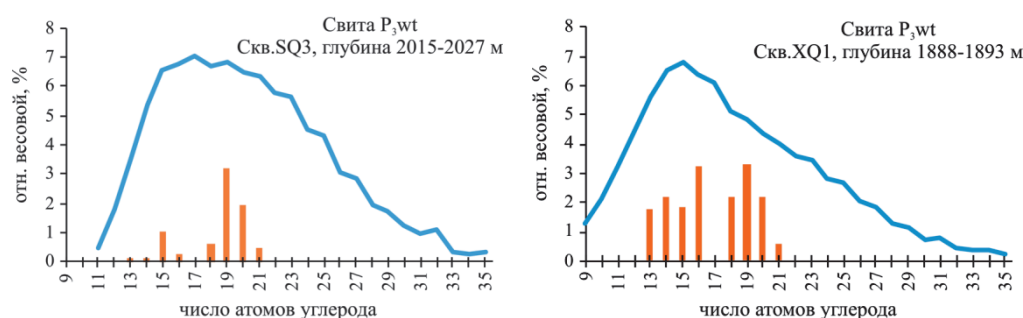


Рис. 10. Распределение алканов C_{11} – C_{35} в составе нефтей пермских залежей месторождений Шанань и Сицюань

месторождения Сицюань эти изопреноиды находятся почти в равных концентрациях. Таким образом, следов биodeградации не наблюдается.

В отличие от вышеописанных, нефть пермской залежи месторождения Бейсаньтай (скв. DQ3), находящегося на своде выступа, имеет высокую плотность – 0,94 г/см³, наименьшее содержание твердых парафинов – 1,02% и наибольшее содержание кислых смол – 16,38%. Концентрация алканов очень низкая, на хроматограмме средней части нефти не отмечаются пики н-алканов и изопреноидов, т.е. почти все насыщенные УВ являются нафтеновыми, что может свидетельствовать процесс биodeградации нефти, поскольку углеводородокисляющие бактерии в первую очередь уничтожают алканы (Peters, Moldowan, 1993).

Из-за влияния биodeградации подобные пермские нефти демонстрируют различия в физико-химических параметрах и содержании алканов, но по изотопному составу углерода они имеют хорошее сродство со всеми нефтями пермских залежей – обогащены легким изотопом ($\delta^{13}\text{C}$ от –30,63 до –34,12‰), что свидетельствует о гумусово-сапропелевом типе исходного ОВ НГМП (Галимов, 1986).

Юрские залежи. Хотя образцы нефти юрских залежей отобраны из разных регионов впадины Фукан, из разных продуктивных горизонтов, большинство нефтей легкие – плотность 0,80–0,84 г/см³, характеризуются низким содержанием ароматических УВ (6,30–9,94 %), кислых смол (3,06–7,73%) и асфальтенов (1,10–2,16 %).

Отмечается повышенное содержание твердых парафинов (9,21–10,15%) в двух образцах, которые отобраны на месторождении Шабей и в погруженной части впадины Фукан (3454–3460 м), что означает увеличение вклада гумусовых компонентов в состав исходного ОВ. Они также отличаются от других юрских нефтей своим высоким содержанием насыщенных УВ – 80,57–81,59% и имеют похожее распределение н-алканов C_{11-35} (рис. 11).

Выделяется нефть месторождения Саньтай (скв. T62, глубина 2454–2465 м) из Зоны разломов, которая имеет повышенную плотность – 0,94 г/см³ и высокое содержание смол – 15,29%. Нефть юрской залежи (J_2t) из скв. T62 по физико-химическим параметрам и изотопному составу углерода $\delta^{13}\text{C}$ похожа на нефть пермской залежи (P_3wt) из скв. DQ3. По сравнению с другими нефтями юрских продуктивных пластов она характеризуется более низким содержанием насыщенных УВ и среди них н-алканов, повышенными концентрациями изопреноидов (табл. 2). Поэтому есть основания полагать, что нефть испытала аналогичные вторичные изменения – начальная стадия биodeградации, когда затронуты только низкомолекулярные н-алканы и произошло остаточное накопление изопреноидов и смол, что привело к повышению аддитивной величины плотности, но у них близкий состав исходного ОВ (Ян, Соболева, 2020).

За исключением нефти из залежи месторождения Бейсаньтай (P_3wt), в других тяжелых нефтях отмечается полный ряд н-алканов, хотя их концентрация низкая, это указывает на то, что степень их биохимического окисления невелика (Peters, Moldowan, 1993). В этом случае значения коэффициента Pr/Ph в основном близкие, что позволяет использовать его для оценки среды осадконакопления исходного ОВ НГМП (Bao et al., 2007). Для

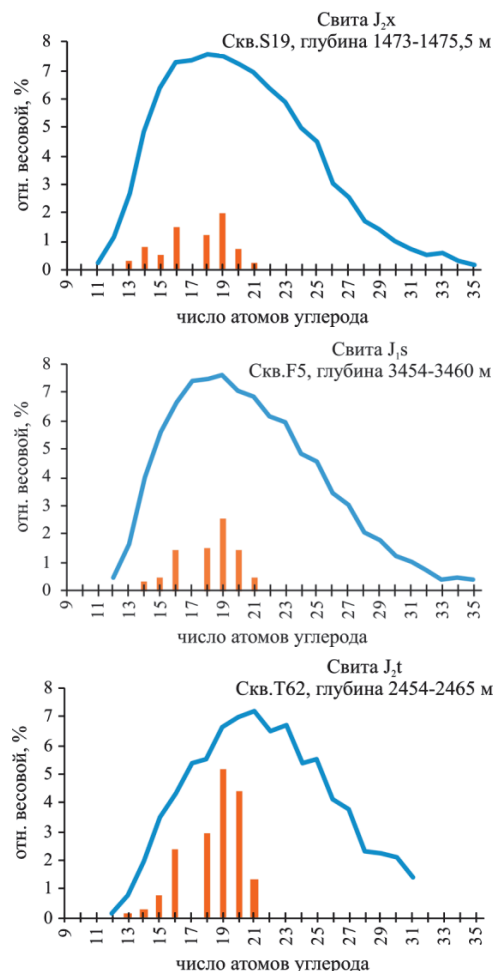


Рис. 11. Распределение алканов $\text{C}_{11} - \text{C}_{35}$ в составе нефтей юрских залежей

нефтей из пермских залежей месторождений Шанань и Сицюань и нефти юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов значение Pr/Ph – от 1,18 до 1,65 (табл. 2), что указывает на относительно восстановительные условия преобразования ОВ в седиментогенезе и раннем диагенезе.

Геохимические условия осадконакопления исходного ОВ для нефтей из юрских залежей месторождения Шапи и погруженной части впадины Фукан, судя по высоким значениям отношения Pr/Ph (1,77–2,91), отсутствию β -каротана и низкой концентрации гаммацера (гаммацера/С30 $\alpha\beta$ гопан от 0,06 до 0,14), характеризуется более окислительными условиями в водоеме с пресными водами (Ян, Соболева, 2020).

Соотношение регулярных стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} для пермских нефтей, нефти юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов и битумоидов пермских НГМП близко – исходное ОВ этих углеводородных флюидов накапливалось в одинаковых условиях седиментации – лагуна или озеро, что не противоречит выводам по графику Кеннона-Кессоу (рис. 6, 8)

Таким образом, по условиям накопления и составу исходного ОВ, а также вторичным изменениям в залежи, изученные нефти по составу биомаркеров можно объединить в три группы.

Нефти пермских залежей месторождений Сицюань и Шанань относятся к первой группе – средней плотности, со средним содержанием твердых парафинов, высоким

содержанием насыщенных УВ, значениями отношения Pr/Ph близкими к единице и легким изотопным составом углерода, в них присутствует β -каротан и гаммацера. Нефти пермских залежей месторождения Бейсаньтай и юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов – ко второй группе – тяжелые, содержащие наименьшие концентрации насыщенных УВ, включая твердые парафины, нормальные алканы среди них частично или полностью отсутствуют, концентрации ароматических УВ и кислых смол относительно высокие. Состав нафтовых биомаркеров очень близок к аналогичному составу первой группы. Они подверглись биодegradации разной степени, что зависело от геологических условий существования залежей.

Нефти из юрских залежей месторождения Шабей и погруженной части впадины Фукан – к третьей группе – легкие, имеющие высокое содержание насыщенных УВ и среди них твердых парафинов, значения коэффициента Pr/Ph значительно выше единицы, характеризуются более тяжелым изотопным составом углерода, почти не содержат β -каротана и низкие концентрации гаммацера.

Заключение

Геохимические исследования состава и свойств битумоидов органического вещества пермских и юрских нефтегазоматеринских пород и нефтей позволили сделать заключения об условиях генерации, аккумуляции углеводородных флюидов и консервации залежей в восточной части впадины Фукан.

Нефтематеринские свойства (количество и качество ОВ) среднепермских отложений (P_2p) начали формироваться в лагуне и/или соленом озере, где накапливалось гумусово-сапропелевое ОВ в относительно восстановительных условиях седиментации, тип керогена II_1-II_2 , породы имеют по пиролитическим показателям хороший нефтегенерационный потенциал. В дальнейшей истории они находились в условиях главной зоны нефтегенерации (зрелось ОВ, $МК_1$ – $середина МК_2$) и продуцировали углеводородные флюиды. Параллельно в верхнепермских и триасовых отложениях формировались конседиментационные ловушки, куда эти флюиды мигрировали. Тектонические условия во впадине и во всем Джунгарском бассейне в мезозое были не стабильные, поэтому происходило частичное разрушение залежей, но на этом фоне шло формирование стратиграфических и тектонических ловушек.

Юрские НГМП (J_1b, J_1s, J_2x) во впадине Фукан накапливались также в континентальных условиях, но в пресных озерах, где осаждалось сапропелево-гумусовое ОВ, тип керогена II_2-III (доля сапропелевой составляющей в разных частях впадины и в разное время седиментации менялась), в относительно окислительных условиях. Они также находятся в главной зоне нефтеобразования ($конец ПК_2-МК_2$), генерировали микронепть, которая мигрировала в ловушки разного генезиса в более приподнятую восточную часть впадины. Нефти в залежах подвергались вторичным процессам преобразования, но процессы окисления (незначительная биодegradация) отмечаются только в южной части впадины в Зоне разломов.

Литература

- Галимов Э.М. (1986). Изотопный метод выявления нефтематеринских отложений на примере месторождений ряда регионов СССР. *Изв. АН СССР. Сер. геол.*, 4, с. 3–21.
- Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. Москва: Изд. Московский университет, 312 с.
- Ян Хоуцян, Соболева Е.В. (2020). Юрские нефтегазоматеринские породы углеводородных залежей в восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 5, с. 55–63.
- Bao Jianping, Zhu Junzhang, Zhu Cuishan et al. (2007). A biodegradation experiment of crude oils in laboratory. *Petroleum Exploration and Development*, 34(1), pp. 43–47.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. (2016). Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(3), pp. 421–450.
- He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. (2018). Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5), pp. 845–861. <https://doi.org/10.11743/ogg20180501>
- Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. (1984). Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2(3), pp. 18–33.
- Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Liu Gang, Wei Yanzhao, Chen Gang et al. (2019). Genetic mechanism and distribution characteristics of Jurassic-Cretaceous secondary reservoirs in the hinterland of Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8), pp. 914–927. <https://doi.org/10.7623/syxb201908003>
- Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong et al. (2010). Maturity study of the strong biodegradation viscous oil: taking the Santai-Beisantai area of Junggar Basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4), pp. 373–376.
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. US: Prentice Hall, 363 p.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. New York: Cambridge University Press, 700 p.
- Wang J. Cao Yc, Wang Xt et al. (2018). Sedimentological constraints on the initial uplift of the West Bogda Mountains in Mid-Permian. *Sci Rep* 8, 1453. <https://doi.org/10.1038/s41598-018-19856-3>
- Wang Yutao (1991). Petroleum accumulation predicted from biodegradation of the crude oil. *Petroleum Exploration and Development*, 5, pp. 31–37.
- Wu Qingfu (1986). Growth stage, classification of structural units and cause of partial tectonic of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 7(1), pp. 29–37.
- Zhao Bai (1992). The formation and evolution of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 13(2), pp. 191–196.

Сведения об авторах

Хоуцян Ян – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: yanghouqiang@qq.com

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;

Принята к публикации 26.04.2021;

Опубликована 25.05.2021

Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin)

H. Yang*, E.V. Soboleva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Yang Houqiang, e-mail: yanghouqiang@qq.com

Abstract. Within the eastern part of the Fukang depression, the main productive series are confined to the Permian and Jurassic oil and gas complexes (OGC), in which the Middle Permian and Lower-Middle Jurassic oil and gas source rocks (OGSRs) are distinguished. The article discusses in detail the oil and gas source characteristics of the Middle Permian and Lower-Middle Jurassic rocks, the molecular composition of oils and bitumoids from the OGSRs, and also interprets the characteristics of the biomarkers in them from the standpoint of the sedimentary-migration theory of oil generation. An attempt is made to explain the reasons for the difference in the properties and composition of oils from different OGCs. It is shown that the composition of hydrocarbon fluids of deposits is determined not only by the geological and geochemical conditions of sedimentation of oil and gas source deposits, but also associated with migration processes and subsequent secondary changes in the accumulation. In terms of composition, three groups of oils were identified: Permian and Jurassic heavy oils with a light carbon isotopic composition and the presence of β -carotene and gammacerane, they underwent different degrees of biodegradation, which depended on the geological conditions of the deposits; Permian medium oils in density (0.84 and 0.87 g/cm³), the composition of biomarkers of which is very close to that of the first group, and Jurassic light oils with a high content of solid paraffins and a heavier carbon isotopic composition, almost do not contain β -carotene and gammacerane concentrations are low.

Keywords: Rock-Eval pyrolysis, generation potential, hydrocarbon fluids, sedimentation conditions, geological and geochemical conditions, source rocks, deposits formation, molecular composition, biomarkers, Fukang depression, Junggar oil and gas basin

Recommended citation: Yang H., Soboleva E.V. (2021). Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>

References

- Bao Jianping, Zhu Junzhang, Zhu Cuishan et al. (2007). A biodegradation experiment of crude oils in laboratory. *Petroleum Exploration and Development*, 34(1), pp. 43–47.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. (2016). Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(3), pp. 421–450.
- Galimov, E.M. (1986). The isotopic method of identifying oil-source

beds applied to several regions of the USSR. *Izv. Akad. Nauk SSSR, Ser. Geol.*, 4, pp. 3–21. (In Russ.)

He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. (2018). Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5), pp. 845–861. <https://doi.org/10.11743/ogg20180501>

Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. (1984). Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2(3), pp. 18–33.

Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)

Liu Gang, Wei Yanzhao, Chen Gang et al. (2019). Genetic mechanism and distribution characteristics of Jurassic-Cretaceous secondary reservoirs in the hinterland of Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8), pp. 914–927. <https://doi.org/10.7623/syxb201908003>

Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong et al. (2010). Maturity study of the strong biodegradation viscous oil: taking the Santai-Beisantai area of Junggar Basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4), pp. 373–376.

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. US: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. New York: Cambridge University Press, 700 p.

Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of combustible minerals. Moscow: Moscow University Publ., 312 p. (In Russ.)

Wang J, Cao Yc, Wang Xt et al. (2018). Sedimentological constraints on the initial uplift of the West Bogda Mountains in Mid-Permian. *Sci Rep* 8, 1453. <https://doi.org/10.1038/s41598-018-19856-3>

Wang Yutao (1991). Petroleum accumulation predicted from biodegradation of the crude oil. *Petroleum Exploration and Development*, 5, pp. 31–37.

Wu Qingfu (1986). Growth stage, classification of structural units and cause of partial tectonic of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 7(1), pp. 29–37.

Yang Houqiang, Soboleva E.V. (2020). The Jurassic Oil and Gas Source Rocks of Hydrocarbon Deposits in the Eastern Part of the Fukang Depression (Junggar Oil and Gas Basin). *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 75, pp. 600–608. <https://doi.org/10.3103/S0145875220060071>

Zhao Bai (1992). The formation and evolution of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 13(2), pp. 191–196.

About the Authors

Houqiang Yang – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: yanghouqiang@qq.com

Elena Vsevolodovna Soboleva – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;

Accepted 26 April 2021;

Published 25 May 2021