

Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна остаются до конца невыясненными и недооцененными, несмотря на целый ряд крупных исследовательских работ и открытие залежей углеводородных флюидов в палеозойских отложениях. Это связано, во-первых, с сосредоточением поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, во-вторых, с существующей моделью тектонического развития всего региона, которая включает палеозойский комплекс в складчатое основание или фундамент. Согласно осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, фундамент бассейна не является источником углеводородных флюидов, а следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако сделанные открытия залежей нефти и газа в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день гипотезах и моделях, среди которых выделяются две основных версии происхождения нефти в палеозойских отложениях – органическая и неорганическая. Геологическое строение палеозойских комплексов и закономерности размещения коллекторов, залежей нефти и газа в них очень специфичны и требуют тщательно анализа всех геолого-геофизических и геохимических материалов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, палеозой, кора выветривания, нефтегазоносность.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западно-Сибирского бассейна остаются невыясненными и не оцененными, несмотря на целый ряд крупных работ и открытие залежей углеводородов в палеозойских отложениях. Это связано как со сосредоточением всех поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, так и со существующей моделью тектонического развития всего региона, которая рассматривает палеозойский комплекс как складчатое основание или фундамент. Согласно осадочно-миграционной теории образования углеводородов фундамент бассейна не является источником углеводородов, а следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако сделанные открытия залежей углеводородов в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день теориях и моделях. Сторонники неорганического происхождения углеводородов стремятся доказать глубинное происхождение углеводородов. Сторонники органического происхождения углеводородов ищут пути миграции углеводородов из нефтегазоматеринских толщ юрского комплекса в прилегающие поднятия «фундамент». Хотя истина кроется где-то посередине.

В первую очередь, на наш взгляд, несовершенной является тектоническая модель строения Западно-Сибирского региона, которая подразумевает образование Западно-Сибирского мезозойского осадочного бассейна на коре океанического или суб-океанического типа, с последующей коллизией и повсеместной метаморфизацией осадочных толщ палеозойского возраста. В результате такой модели практически весь палеозойский комплекс должен быть смят в складки и метаморфизован, а все потенциальные нефтегазоматеринские толщи исчерпать свой потенциал еще до образования последующего покровного ме-

зозойского комплекса. Многолетние исследования палеозойских пород и более сотни скоплений углеводородов, в них выявленных, показывают, что метаморфизация пород происходила крайне неоднородно. Глубинные сейсмические разрезы фиксируют крупные палеозойские прогибы под осадочным чехлом мезозойских пород. Эти палеозойские прогибы могли представлять собой самостоятельные бассейны осадконакопления с собственным нефтегазогенерационным потенциалом, который мог быть до конца не разрушен, а сформировавшиеся в палеозойское время залежи впоследствии переформированы.

Таким образом, встает вопрос, где были эти палеозойские прогибы, т.е. осадочные бассейны, предшествующие мезозойскому этапу развития региона, и как могли происходить процессы формирования и переформирования тех скоплений, которые там образовывались на палеозойском этапе развития региона.

Задача выяснения перспектив нижнего структурного этажа и поисков залежей нефти и газа в нем была четко сформулирована еще А.А. Трофимуком после обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область). Решение этой проблемы на начальном этапе включало в себя поиск и разведку залежей нефти и газа в верхней части выступов фундамента на северо-западе Томской области, где они сложены сильнотрещиноватыми и кавернозными известняками палеозойского возраста (Трофимук, 1964). Целенаправленно стали изучать нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири после того, как в мае 1974 г. на Малоичской площади (Новосибирская область) был получен первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента.

На юго-востоке бассейна притоки нефти и газа получены как из пород палеозойского возраста (Малоичское, Еллей-Игайское), так и из НГГЗК (разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта) (Арчинское, Герасимовское, Калиновое, Лугинецкое, Нижнетабаганское,

Останинское, Северо-Калиновое, Северо-Лугинецкое, Урманское, Южно-Тамбаевское, Чкаловское и др.). Наиболее значительные результаты по выявлению скоплений УВ достигнуты в НГГЗК. Залежи нефти и газа открыты в основном на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (Иванов и др., 1975, 1989; Биджаков и др., 1981; Вышемирский, Запывалов, 1981; Трофимук, 1997).

На севере Западно-Сибирского бассейна известны Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение и проявление нефти, газа и газоконденсата в палеозойских отложениях на Бованенковской площади. Залежь нефти Новопортовского месторождения связана с резервуарами в разрезе палеозойского складчатого основания (трещиноватые известняки, доломиты, сланцы, песчаники), перекрытого глинами левинского горизонта юры, а Бованенковское месторождения – с терригенными отложениями верхней перми.

Залежи и проявления УВ, связанные с корой выветривания палеозойского фундамента, известны на месторождениях Шаимского мегавала и Березовской моноклинали Приуральской нефтегазоносной области (НГО) (Мулымьинское, Моргымя-Тетеревское, Даниловское, Березовское и др.), Красноленинского свода и прилегающих поднятий Фроловской НГО (Талинская, Каменная, Ем-Еговская площади, Рогожниковское и др. месторождения). В этих случаях кора выветривания развита по вулканогенным породам (порфириды, базальты, диориты, туффиты) (Елисеев и др., 1987). На площадях Красноленинского свода в некоторых случаях проводились совместные испытания палеозойских ниже-среднеюрских коллекторов, где были получены высокие дебиты. В.С. Сурков, Л.В. Смирнов и др. (1986) отмечают, что в указанных случаях палеозойские коллекторы не являются самостоятельными объектами, а создают дополнительный объем коллекторов. В Широ́тном Приобье открыты залежи в коре выветривания Северо-Варьеганского, Советского, Вахского месторождений.

Однако значительных по запасам месторождений в палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты пока не обнаружено. В какой-то степени это, вероятно, связано с тем, что поиски в палеозое велись совместно с объектами в мезозойских резервуарах. Между тем геологическое строение палеозойских комплексов и закономерности размещения коллекторов, залежей нефти и газа в них очень специфичны и требуют тщательного анализа всех геолого-геофизических и геохимических материалов.

Геологическое строение палеозойского комплекса Западной Сибири. Тектоническое строение Западно-Сибирского бассейна описано во многих работах, среди которых большую роль сыграли научные труды под руководством В.С. Суркова, В.И. Шпильмана, Н.Н. Ростовцева, И.И. Нестерова, Н.В. Шаблинской и других.

Эти работы базировались в первую очередь на геофизических материалах исследований магнитного и гравиметрического полей, региональной сейсмике и результатах бурения глубоких параметрических скважин. Однако большая часть исследований была направлена на изучение структурного плана мезо-кайнозойских отложений. Рассмотрению строения и нефтегазоносности доюрских комплексов Западной Сибири посвящены работы К.А. Клещева и В.С. Шеина, В.С. Суркова, С.В. Аплонова, В.С. Бочка-

рева, Е.Г. Журавлева, В.В. Харахинова, А.С. Егорова, В.Я. Рудкевича, Н.Я. Кунина и других. В своих работах авторы выделяли структуры рифей-вендских, и палеозойских комплексов, выделяя доюрские бассейны разных типов. Большинство исследователей выделяли срединные массивы с кристаллическим континентальным фундаментом и обрамляющие их складчатые сооружения байкалид, салаирид, каледонид, герценид. В связи с этим, описывая тектоническое строение Западной Сибири и доюрский комплекс, исследователи часто используют термины «фундамент», «складчатое основание», «переходный комплекс» и «осадочный чехол».

С нашей точки зрения, под «фундаментом» следует понимать кристаллическое основание архей-протерозойского возраста. Породы кристаллического фундамента перекрыты рифей-вендским и палеозойским осадочным чехлом разной мощности, в пределах которого выделяются как поднятия, так и глубокие прогибы. Система поднятий фундамента выделяется в центральной части Западной Сибири, в географической зоне Широ́тного Приобья. К ним можно отнести Красноленинский свод, Сургутский свод, Нижневартовский свод, Салымский свод, Верхнесалымский мегавал, Каймысовский свод, Среднеवासюганский мегавал, Парабельский мегавал и другие поднятия и валы южной части Западной Сибири. Эти положительные структуры скорее всего сформировались на месте единого кристаллического массива и могут быть объединены в зону поднятий Широ́тного Приобья (Рис. 1). Поднятия Широ́тного Приобья перекрыты преимущественно карбонатно-вулканогенными, реже терригенными осадочными отложениями кембрийско-каменноугольного возраста незначительной мощности в пределах 1-2 км, иногда более 3-4 км. Породы слабо метаморфизованы, разбиты на блоки, прорваны гранитными интрузиями.

Поднятия Широ́тного Приобья разбиты на узкие грабены. Грабены и прогибы Широ́тного Приобья образовались на стадии триасового рифтогенеза, который затронул большую часть Западной Сибири. Они заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями мощностью от первых сотен метров в зоне Широ́тного Приобья до 1-2 км на севере Западной Сибири. В узких грабенах пермско-триасовые вулканогенно-осадочные породы не смяты в складки и сложены терригенно-обломочными породами.

Другого типа поднятия так называемого «фундамента» или «складчатого палеозойского основания» выделяются в пределах зон глубокого погружения мезозойского комплекса или по его бортам. Это, как правило, инверсионные поднятия палеозойского палеобассейна, проявленные в виде линейных валов. К ним можно отнести Уренгойский, Нурминский, Ямбургский и другие валы северной и восточной части Западно-Сибирской депрессии.

Эти поднятия лежат в зоне глубокого погружения кристаллического фундамента Западно-Сибирского бассейна. Под ними прогнозируются большие мощности палеозойского комплекса – до 4-5 и более км, а над ними картируются большие мощности мезозойского комплекса отложений. Общая мощность отложений до кристаллического фундамента прогнозируется до 14-15 км. Линейные зоны шириной до 200 км являются эпицентрами погружения осадочного бассейна в течение длительного периода



Рис. 1. Схема тектонического районирования Баренцево-Карского шельфа (составлена А.В. Ступаковой, 2011). 1 – Восточно-Приновоземельское поднятие; 2 – Свердрупское поднятие; 3 – Салехардский выступ; 4 – Тильтимский выступ; 5 – Хашигорский мегавал; 6 – Чуальский выступ; 7 – Висимский мегавал; 8 – Пельмский мегавыступ; 9 – Тавдинский мегавыступ; 10 – Шаимский мегавал; 11 – Красноленинский свод; 12 – Северный свод; 13 – Сургутский свод; 14 – Нижневартовский свод; 15 – Александровский мегавал; 16 – Сальмский мегавал; 17 – Верхнесальмский мегавал; 18 – Каймысовский свод; 19 – Средневазюганский мегавал; 20 – Парабельский мегавал; 21 – Демьянский мегавал; 22 – Пологрудовский мегавал; 23 – Пудинский мегавал; 24 – Тарский мегавал; 25 – Казанский выступ; 26 – Межевский мегавал; 27 – Старосолдатский мегавал; 28 – Нижнеомский мегавал; 29 – Тебисский мегавал; 30 – Новотроицкий мегавыступ; 31 – Калганский выступ; 32 – Белоостровский мегавал; 33 – Русановский мегавал; 34 – Скуратовский мегавал; 35 – Обручевский мегавал; 36 – Северо-Ямальский вал; 37 – Средне-Ямальский вал; 38 – Тамбейский вал; 39 – Нурминский мегавал; 40 – Гыданский свод; 41 – Геофизический свод; 42 – Адерпяютинский вал; 43 – Ямбургский мегавал; 44 – Русский вал; 45 – Уренгойский мегавал; 46 – Медвежий мегавал; 47 – Ямсовейский мегавал; 48 – Пырейская мегаседловина; 49 – Русско-Чассельский вал; 50 – Губкинский вал; 51 – Таркосалинский вал; 52 – Етыпурский мегавал; 53 – Харампурский вал; 54 – Вынгапурский мегавал; 55 – Тагринский мегавал; 56 – Варьеганский мегавал; 57 – Линейная мегаседловина; 58 – Ярудейский мегавал; 59 – Полуиский свод; 60 – Радомский мегавал; 61 – Сергинское куполовидное поднятие; 62 – Турсунский мегавал; 63 – Южно-Иусский мегавыступ.

его геологической истории. Такая зона протягивается от Пыль-Караминского мегаантиклинория на юго-востоке Западно-Сибирской плиты на северо-запад в направлении Южно-Карской впадины (Уренгой-Колтогорская рифтовая система по В.С. Суркову; Западно-Сибирская сверхглубокая депрессия по Н.В. Шаблинской, 1984, Н.Я. Кунину, 1985, А.В. Ступаковой, 2011) (Рис. 2-4).

Палеозойские палеогибы прошли все стадии развития бассейна еще в палеозое: от раскола земной коры и активного погружения до стадии инверсии, образования пологих складок и значительной эрозии верхней части палеоразреза. Отложения палеозойского комплекса в этих палеогибах слабо дислоцированы, смяты в пологие складки и эродированы там, где они подверглись максимальной инверсии, т.е. на бортах и в центральной части палеозойского палеогиба. Эти впадины были впоследствии заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями, что видно на временных сейсмических разрезах.

Палеозойские прогибы могли содержать нефтематеринские толщи и генерировать углеводороды по объемам, сопоставимым с запасами палеозойских бассейнов, таких как Тимано-Печорского, Волго-Уральского или Енисей-Хатангского. Наиболее благоприятные условия для генерации углеводородов в палеозойском бассейне Западной Сибири могли существовать в зоне их максимального погружения, т.е. в пределах Западно-Сибирской депрессии. В области поднятий Широного Приобья возможные нефтематеринские толщи могут быть приурочены к отложениям кембрийского и рифей-вендского возраста по аналогии с Сибирской платформой.

В предъюрский период все положительные структуры были выведены на поверхность и оставались выше уровня моря, в области эрозии, в течение длительного периода времени. В результате, в кровле палеозойско-каменноугольных терригенно-карбонатных отложений практически повсеместно присутствует кора выветривания, выше которой залегают юрские отложения, преимущественно глинистые,

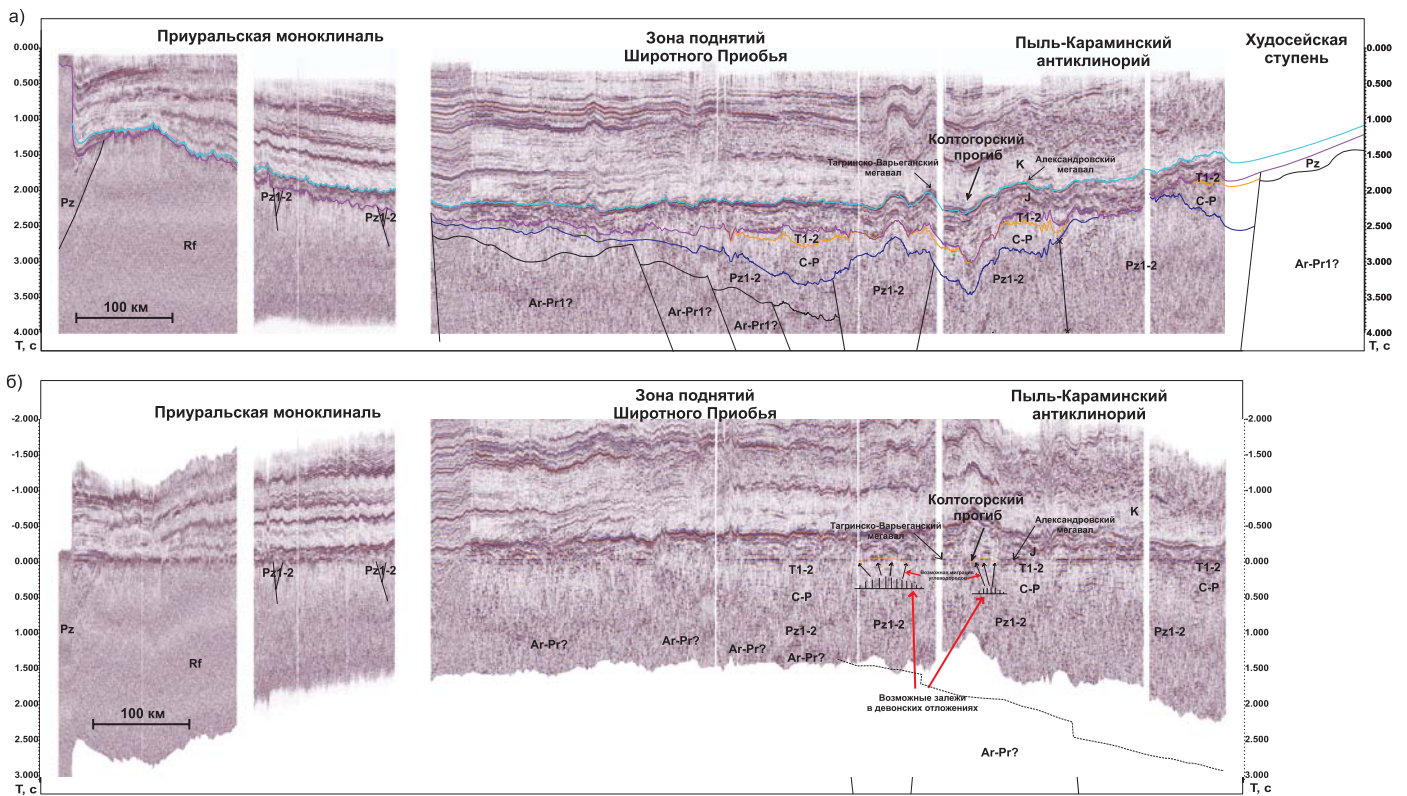


Рис. 2. Региональный сейсмогеологический профиль I-I" (расположение см. рис. 1).

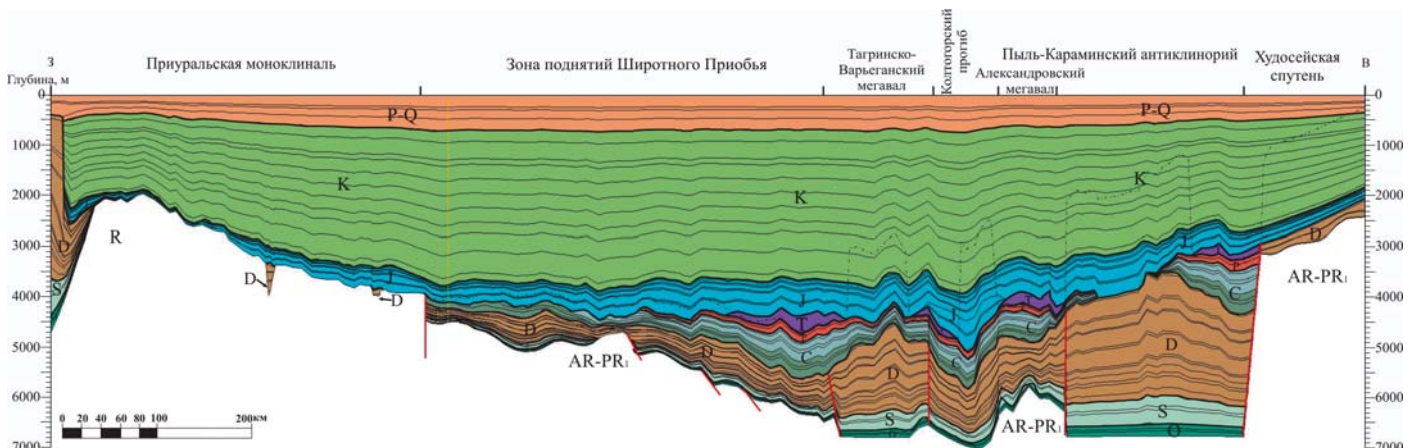


Рис. 3. Геологическая модель регионального сейсмического профиля I-I".

сформировавшиеся в период первой региональной трансгрессии морского бассейна на всю территорию Западно-Сибирского бассейна. Кора выветривания, перекрытая слабопроницаемой глинистой покрывкой, может быть рассмотрена в качестве потенциального резервуара, способного содержать и перемещать углеводороды.

Кроме того, в палеозойском комплексе резервуары могут формироваться и не вблизи эрозионной поверхности, за счет вторичных минералогических процессов, формирования трещиноватости. Такие процессы наиболее активно могут проходить в карбонатных толщах, к которым в Западной Сибири можно отнести ниже-средне палеозойские отложения. В том случае, если карбонатные породы максимально выведены под эрозионную поверхность, свойства резервуара только улучшаются.

Подобная зона выделяется вдоль Восточного склона Урала. В основании этих зон лежат глубокие палеозойские палеопрогобы. Они ограничены глубинными разломами и заполнены мощными слабо дислоцированными толщами палеозойского комплекса (складчатое основание) и вулканогенно-осадочными пермско-триасовыми породами (переходный комплекс). В связи с этим, общая мощность осадочных пород доюрского возраста в этих зонах достигает 8-10 км.

Источник углеводородов в палеозойских отложениях Западной Сибири. История взглядов на генезис нефтей в отложениях палеозоя берет свое начало с конца 50-х годов XX века, когда был получен незначительный приток нефти из подошвы мезозойских отложений на Колпашевской площади в скв. 2-Р. Первые сведения о составе колпашевской нефти (метанового типа, практически без легких фракций, с очень большим количеством твердых парафинов) в связи с проблемой нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты вызвали дискуссию о ее происхождении. Были выдвинуты две основные точки зрения об источнике нефти зоны контакта палеозойского складчатого основания и мезозойского осадочного чехла: 1) палеозойские отложения рассматриваются как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс (Алескерова и др., 1960); 2) формирование залежей в па-

леозое связано с вышележащими мезозойскими толщами (Ростовцев 1958; Конторович, Стасова, 1964; Вышемирский, 1971 и др.).

Представления об источнике нефти палеозойских залежей развивались с совершенствованием инструментальных методов исследования углеводородных флюидов и ОВ пород. С открытием в начале 70-х годов XX века залежей нефти в глубоко погруженных палеозойских отложениях на Малоичской и Верх-Тарской площадях существование собственно палеозойских нефтематеринских пород (НМП) уже не вызывало сомнений. Было установлено, что содержания $C_{орг}$ не одинаковое в различных стратиграфических комплексах палеозоя: в карбонатах среднего и нижнего девона, на границе девона и силура концентрации $C_{орг}$ в среднем составляют 0,26-0,41 % (Клещев, Шеин, 2004), в скв. Малоичская-4 на глубинах 2900-4168 м было выявлено несколько пачек глинистых известняков и доломитов с сапропелевым ОВ с концентрациями $C_{орг}$ более 0,5%. Дальнейшие исследования палеозойских отложений (Вышемирский, 1998; Трофимук, 1975; Конторович и др., 1998) подтвердили их высокий генерационный потенциал, что наряду с данными об «умеренном» катагенезе (Запивалов, 1979; Фомин, 1997, 2004) позволили рассматривать их как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс. В настоящее время большинство нефтяников сходятся во мнении, что НМП для нефтей палеозойских залежей могут служить в каждом конкретном случае как внутрпалеозойские толщи, так и вышележащие мезозойские (Трофимук, Вышемирский, 1975; Верховская, Лебедева, 1981; Гольшев и др., 1991; Рыжкова, Бадмаева, 1994; Лопатин, Емец, Симоненкова, 1997; Конторович, и др., 1998; Костырева, 2005).

В лаборатории геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова были проанализированы нефти, полученные как из палеозойских отложений, так и из вышележащих юрских отложений. Палеозойские нефти были получены из скважин Северо-Останинская-7, Еллей-Игайская-2, Верх-Тарская-3, Малоичская-2 и 6, Калиновья-6, Нижнетабаганская-4 и 17, Южно-Табаганская-130, Урманская-2. Юрские нефти были проанализированы из сква-

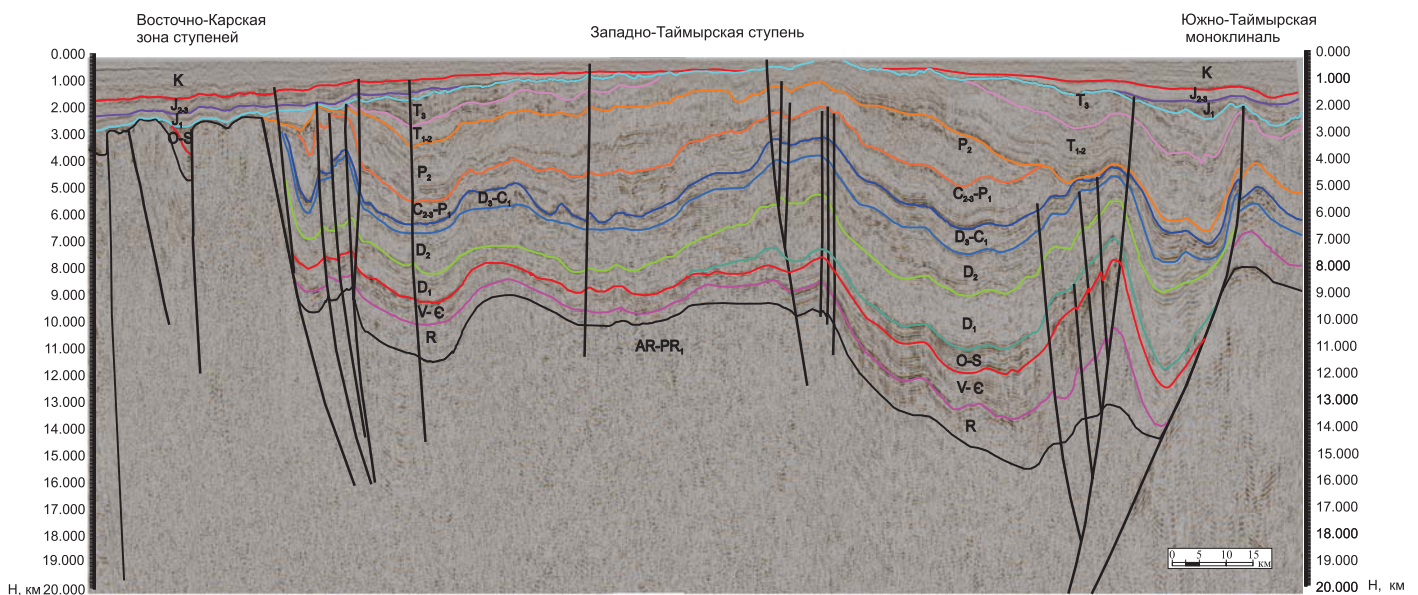


Рис. 4. Палеозойский прогиб в зоне сочленения Западно-Сибирского бассейна и Таймырской складчатой системы. (Линия профиля П-II" и условные обозначения показаны на рис. 1).

жин Вартовская-300, Верх-Тарская-2, Столбовая-Р-1, Южно-Табаканская-23, Нижнетабаканская-17 (Табл. 1). Представленные в таблице 1 образцы нефтей были исследованы методом хромато-масс-спектрометрии, полученные данные проинтерпретированы с позиции биомаркерного анализа, по 8-ми из них был выполнен также анализ изотопного состава углерода насыщенной и ароматической фракций. В результате было выделено четыре типа нефтей, определены генетические связи этих нефтей и прослежены источники их генерации.

Установлено, что в отдельных случаях нефть коры выветривания и нефть юрских отложений могут иметь единый источник в юрских нефтематеринских толщах. Так нефтематеринскими толщами для нефти из коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения и нефти из песчаников тюменской свиты Вартовского месторождения, вероятно, являются аргиллиты тогурской свиты нижней юры и/или глинистые прослои тюменской свиты средней юры.

В других случаях состав нефти свидетельствует о ее генезисе из палеозойских отложений. Предполагаемым источником нефти Еллей-Игайского, Малоичского, Верхне-Тарского месторождений являются нижнедевонские морские НМП карбонатного и глинисто-карбонатного со-

става, вероятно, кыштовской свиты и ее возрастного аналога – лесной свиты (лохковский ярус нижнего девона D₁l).

При анализе образцов палеозойской нефти Калиновского месторождения было сделано предположение о генерации ее отложениями баженовской свиты, так как по данным биомаркерного анализа эти нефти были генерированы морскими глинистыми нефтематеринскими породами с сапропелевым органическим веществом. Однако подобное органическое вещество может содержаться и в доманикоидных отложениях чагинской свиты верхнего девона (D₃f-fm).

Также отмечались нефти смешанного типа, возможными источниками которых являются девонские морские нефтепроизводящие породы и тогурские аргиллиты и/или тюменские глинистые породы – для нефтей залежей выступов палеозойского фундамента Нижнетабаканского, Южно-Табаканского и Урманского месторождений.

Все изученные образцы имеют биомаркерные признаки участия морского органического вещества (ОВ) в формировании нефти. Исключение составляет нефть коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения, имеющая молекулярные признаки континентального гумусового ОВ в качестве своего источника.

Северо-Останинская нефть имеет повышенное содер-

№ п/п	Площадь, месторождение	№ скв.	Интервал, м	Возраст	Горизонт, свита	Литология коллектора	Тип нефти, генезис НМП
1	Северо-Останинское	7	2794-2810	PZ, D ₂	пласт М	Доломитизированные известняки	I – континентальное гумусовое ОВ
2	Вартовское	330	2556-2574	J ₂	пласт Ю ₆ , тюменская свита	Песчаники	
3	Еллей-Игайская	2	3800-4100	PZ, D ₂ ef	Внутри PZ	Органогенные известняки	II – морское ОВ, вероятно карбонатные НМП
4	Верх-Тарское	3	2692-2704	PZ, D ₃	пласт М	Органогенные известняки	
5	Малоичское	2	2842-2849	PZ, D ₂	пласт М ₁	Известняки	
6	Малоичское	6	2776-2880	PZ, D ₂	пласт М ₁	Известняки	
7	Калиновое	6	2970-2980	PZ, D ₃ fr	пласт М	Известняки глинисто-кремнистые	III – морское ОВ
8	Верх-Тарское	2	2474-2493	J ₃	Ю ₁ ² , васюганская свита	Песчаники	
9	Столбовое	Р-1	2594-2595	J ₃	Ю ₁ ² , васюганская свита	Песчаники	
10	Южно-Табаканское	23	2595-2632	J ₃	Ю ₁ , васюганская свита	Песчаники	
11	Нижнетабаканское	16	2573-2589	J ₃	Ю ₁ , васюганская свита	Песчаники	IV – смешанное ОВ или смесь нефтей из 2-х источников
12	Нижнетабаканское	17	3042-3052	PZ	пласт М ₁	Карбонаты	
13	Нижнетабаканское	4	3068-3080	PZ, C _{1v} – sp	пласт М _{1/10}	Карбонаты	
14	Южно-Табаканское	130	2981-3012	PZ, D	пласт М _{1/1}	Карбонаты	
15	Урманское	2	3091-3101	PZ, D ₃ fr	пласт М+М ₁	Карбонаты	

Табл. 1. Изученные образцы нефтей.

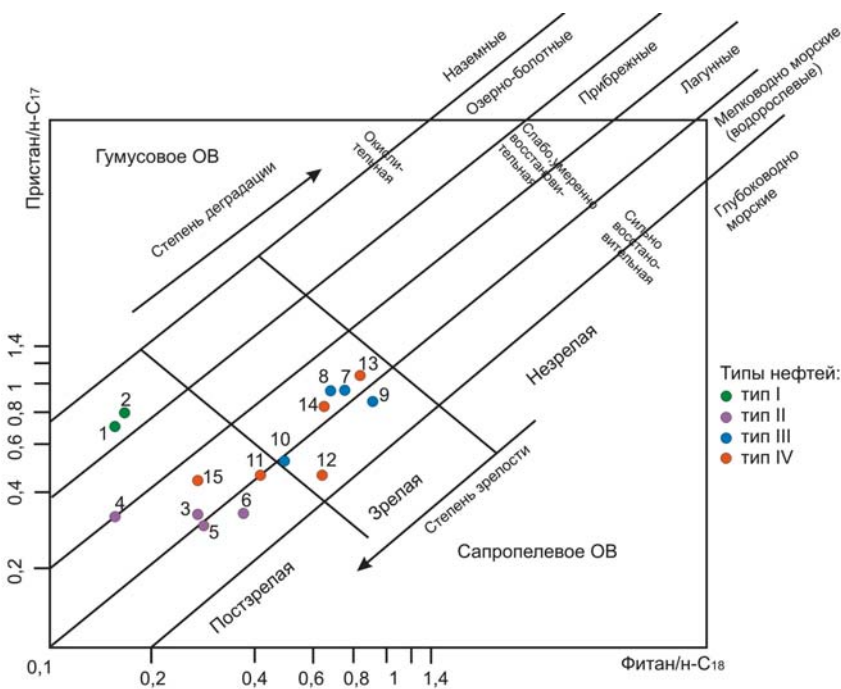


Рис. 5. График Кеннона-Кессоу. Определение фациальных условий седиментогенеза и окислительно-восстановительных условий раннего диагенеза исходных нефтематеринских пород по соотношению биомаркеров нефти (номера образцов соответствуют табл. 1).

жание высокомолекулярных n-алканов, максимум распределения которых приходится на $n\text{-C}_{21-23}$, что характерно для смешанного исходного органического вещества с высокой долей высшей растительности. Отсюда и высокие значения коэффициентов $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}=0,98$ и $\text{TAR}=(n\text{C}_{27}+n\text{C}_{29}+n\text{C}_{31})/(n\text{C}_{15}+n\text{C}_{17}+n\text{C}_{19})=0,7$ (terrigenous/aquatic ratio). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) составляет около 3,5, что указывает на относительно окислительных условиях раннего диагенеза исходных НМП, т.к. эти УВ имеют своим источником неопределенный спирт фитол, который в окислительных условиях преобразуется в пристан ($i\text{-C}_{19}$), а в восстановительных – в фитан ($i\text{-C}_{20}$). Относительно окислительные условия раннего диагенеза НМП присущи континентальным условиям прибрежной равнины.

Для определения фациальных обстановок накопления исходного ОВ и условий раннего диагенеза использовались соотношения Pr/n-C_{17} и Ph/n-C_{18} . На графике Кеннона-Кессоу отражена степень катагенетической зрелости нефти (Рис. 5). По этим соотношениям нефть залежи пласта М Северо-Останинского месторождения генерирована постзрелым ОВ озерно-болотного (дельтового) генезиса, преобразование которого в раннем диагенезе происходило в относительно окислительных условиях.

Для установления типа исходного ОВ и фациальных условий его накопления важнейшую роль играет распределение гомологов стеранов и моноароматических стероидов C_{27} , C_{28} , C_{29} . Биологическими предшественниками стеранов и стероидов являются неопределенные стеролы, относительное содержание которых соотносится с составом липоидов живого вещества разных видов биопродуцентов. Пре-

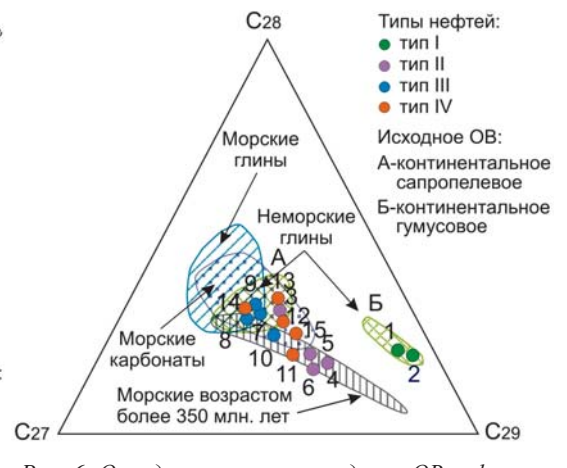


Рис. 6. Определение типа исходного ОВ и фациальные условия накопления нефтематеринских пород изученных нефтей по соотношению стеранов C_{27} - C_{29} (номера образцов соответствуют табл. 1) (по Peters, Moldowan, 1993).

обладание этилхолестана C_{29} указывает на значительный вклад наземной растительности в формирование ОВ НМП, тогда как преобладание стеранов C_{27} и C_{28} – на ведущую роль морского фитопланктона и зоопланктона. Содержание метилхолестана C_{28} обычно невелико, но в случае его преобладания можно предполагать значительный вклад озерной растительности. Распределение стеранов в изученных нефтях отображено на треугольной диаграмме, предложенной К. Петерсом и Дж. Молдованом (1993), где показаны области, соответствующие нефтематеринским породам (НМП) разного генезиса. Северо-Останинская нефть и нефть Елей-Игайской скважины в преобладающем количестве содержит этилхолестан ($\text{C}_{29} \geq 70\%$ на сумму гомологов), что показывает большой вклад гумусовой континентальной органики в исходное ОВ НМП. (Рис. 6). Распределение моноароматических стероидов C_{27-29} и триароматических C_{26-28} стероидов, образующихся из моноароматических в более жестких термодинамических условиях, в целом повторяет картину распределения стеранов и имеет тот же интерпретационный смысл.

По мнению ряда исследователей, в ОВ морского генезиса в составе трициклических терпанов – хейлантанов –



Рис. 7. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций палеозойских нефтей (условные обозначения см. рис. 5).

преобладают УВ состава C_{23} - C_{26} , а континентального – C_{19} - C_{20} (Peters et al., 2005). На основании этого, в качестве генетического параметра используется трицикловый индекс $2\Sigma(C_{19}-C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$. Его значение для уже упомянутых нефтей составляет больше 1, что также свидетельствует о континентальном гумусовом исходном ОВ.

Образование в значительных количествах гомогипана C_{35} (гомогипановый индекс, $C_{35}/\Sigma C_{31-35}$) происходит в восстановительных обстановках в раннем диагенезе (Peters et al., 2005). Поэтому низкие содержания гомогипана C_{35} в нефтях (около 8% от суммы гомогипанов) косвенно указывают на субокислительные обстановки накопления и захоронения исходного ОВ НМП.

Также в нефти Северо-Останинского месторождения наблюдается относительное обогащение по сравнению с другими нефтями тяжелым стабильным изотопом углерода ($\delta^{13}C = -28\%$) (Рис. 7), что подтверждает вывод о значительном вкладе высшей растительности в исходное ОВ. Таким образом, наиболее вероятным источником нефти пласта M_1 Северо-Останинского месторождения является НМП континентального генезиса со значительной долей гумусового ОВ, накопившегося в прибрежно-дельтовых или озерно-болотных условиях с субокислительной обстановкой раннего диагенеза. В таких условиях накапливались нефтематеринские отложения тогурской (J_1t_1) и/или тюменской (J_1t_2 - J_2k_1) свиты, по-видимому, являющиеся источником флюидов в данном случае.

Определенные сходства распределения биомаркеров и изотопного состава имеют образцы нефтей из пласта M_1 верхних горизонтов палеозоя Малоичского (скв. 2, 6) и пласта М Верх-Тарского месторождения и нефть внутрипалеозойского резервуара Еллей-Игайского месторождения (Табл. 1). Максимум распределения n-алканов этих нефтей приходится на n- C_{12-15} , что характерно для планктонно-бактериогенного исходного ОВ, которое накапливалось в морских водоёмах. Соотношение n- C_{27} /n- C_{17} и TAR менее 0,5, что также присуще морскому водорослевому ОВ. На диаграмме Кеннона-Кессоу (Рис. 5) эти образцы попадают в область лагунных и мелководно-морских фациальных условий седиментогенеза и относительно восстановительных условий раннего диагенеза исходных НМП. Отношение Pr/Ph для данного типа составляет от 1,02 до 1,77.

В образцах Малоичской и Верх-Тарской нефти отмечено преобладание этилхолестанов (Рис. 6). Также преобладают моноароматические и триароматические стероиды C_{29} и C_{28} , которые составляют около 60% на сумму гомологов. Такая картина распределения характерна не только для фанерозойских нефтей, исходное ОВ которых содержало некрому высшей растительности, но и для многих докембрийских и раннепалеозойских нефтей, образовавшихся из ОВ прокариот (например, сине-зеленых водорослей – цианобактерий) и простейших эукариот. Возможно, экологические ниши с подобным липидным комплексом живого вещества сохранились в раннем палеозое, во всяком случае в обстановках накопления карбонатных формаций (Конторович и др., 1998).

Подобное преобладание этилхолестана и его ароматических производных в древних нефтях и битумоидах к настоящему времени хорошо известно, поэтому на треугольных диаграммах распределения гомологов стеранов и со-

ответствующих ароматических стероидов C_{27-29} , предложенных авторами Peters, Moldowan (2005), нефти Малоичского и Верх-Тарского месторождений попадают в область морского ОВ НМП возрастом более 350 млн. лет (Рис. 6), что соответствует девонскому периоду. По-видимому, авторам диаграмм известны среднепалеозойские морские нефти и ОВ с большим количеством этилхолестана.

В отечественной литературе подобное распределение стеранов отмечается в докембрийских нефтях и битумоидах морского генезиса Сибирской и Русской платформы (Баженова, Арефьев, 1998). В нефтях палеозойских залежей Малоичского месторождения (скв. 4, инт. 3580-3620 и 3900-4600 м, D_1) отмечается также преобладание этилхолестана (50%) (Воробьева и др., 1992). Аналогичные повышенные концентрации этилхолестана отмечены Е.А. Костыревой (2005) в битумоидах елогуйской свиты кембрия в скв. Лемок-1, находящейся в пределах Предъенисейской зоны нефтегазонакопления. По мнению сибирских ученых (Костырева, 2005), источником нафтидов в кембрийских отложениях являются верхнепротерозойские НМП. В пределах рассматриваемого нами района в составе битумоидов карбонатных пород нижнего девона Кильсинской и Герасимовской площадей установлено преобладание этилхолестана во фракции стеранов (до 49%, Костырева, 2005), что позволяет предположить генерацию изученных нами образцов подобными НМП.

В исследованных образцах Верх-Тарского (скв.3, 2692-2704 м), Малоичского (скв. 2, 2842-2849 м) и Еллей-Игайского (скв. 2, 3800-4100) месторождений во фракции алканов (m/z 182) была идентифицирована гомологическая серия 12-метилалканов (12М), известная также для ряда древних нефтей Восточной Сибири, Южного Омана, рифейских нефтей Русской плиты. Предшественником гомологических серий 12М-алканов (C_{24-30}) и 13М-алканов (C_{26-30}) послужила 12,13-метилтетракозановая кислота липидов протерозойских цианобактерий. Концентрации 12М-алканов в изученных палеозойских нефтях заметно ниже, чем в истинно «древних» нефтях Сибири. Однако, присутствие этой гомологической серии заставляет задуматься о генезисе нефтей палеозоя Западной Сибири, и предположить, что либо их состав формировался с участием подтока УВ из допалеозойских отложений, либо специфические организмы протерозоя эволюционировали в палеозой. Следует отметить, что в следовых концентрациях 12М-, 13М-алканы были обнаружены в нафтидах кембрийских отложений тыйской (E_1), аверинской (E_1) и елогуйской (E_2) свит скважины Лемок-1, расположенной в Предъенисейской зоне восточнее рассматриваемого нами района (Костырева, 2005). Не исключено, что подобные следовые концентрации этих специфических изоалканов в изучаемых нами нефтях второго типа имеют тот же источник, что и в нафтидах скв. Лемок-1, т.е. докембрийский, хотя в истинно докембрийских нефтях Сибирской платформы концентрации 12М-, 13М-алканов существенно выше, чем отмеченные нами.

Еще одной особенностью палеозойских нефтей Малоичского и Верх-Тарского месторождений является повышенное значение коэффициента H_{29ab}/H_{30ab} , т.е. соотношение адиянтана C_{29} и гопана C_{30} , а также повышенная концентрация тетрациклического терпана C_{24} относительно гопана C_{30} (коэффициент T_{24}/H_{30ab}). Такие соотноше-

ния свидетельствуют о наличии карбонатного материала в составе исходной НМП. Также о преимущественно карбонатном составе исходной НМП свидетельствует повышенное содержание дибензотиофена относительно фенантрена, характерное для малоичской нефти скв. 6.

Глинистые минералы-алюмосиликаты, по-видимому, тоже входили в состав исходных НМП, давших начало палеозойским флюидам Еллей-Игайского, Малоичского и Верх-Тарского месторождений, так как данные образцы содержат диастераны (повышенное их количество в Еллей-Игайском образце).

Палеозойские нефти Еллей-Игайского ($\delta^{13}\text{C} = -30\%$), Малоичского и Верх-Тарского ($\delta^{13}\text{C} = -31\%$) месторождений более обогащены легким изотопом углерода (Рис. 7) по сравнению с другими палеозойскими нефтями, в чем схожи с протерозойскими нефтями Восточной Сибири (например, Оморинского и Куюмбинского месторождений), а также нафтидами из отложений кембрия скв. Лемок-1 ($\delta^{13}\text{C} = -(33-34\%)$) (Костырева, 2005). Изотопный состав говорит о вкладе морской органики в исходное ОВ и/или о более древних НМП (Неручев, 1998).

Таким образом, источником изучаемых нефтей – Верх-Тарское (скв. 3, 2692-2704 м), Малоичское (скв. 2, 2842-2849 м и скв. 6, 2776-2880 м) и Еллей-Игайское (скв. 2, 3800-4100 м) – по-видимому, было морское планктоно- и бактериогенное ОВ палеозойских НМП со значительной долей карбонатной составляющей, по крайней мере в случае верх-тарской и малоичских нефтей. Скорее всего, учитывая территориальную близость этих месторождений и сходство геологического строения, можно утверждать, что нефти верхних горизонтов палеозоя имеют один источник, связанный с девонскими отложениями. Вероятно, этим источником являются отложения низов кыштовской свиты (D_1), потенциал которой оценивается положительно. Еллей-Игайская нефть, по-видимому, генерирована также НМП морского генезиса, но уже с другим составом захороненной биоты, т.к. в этой нефти не отмечено преобладание стерана C_{29} и его ароматических производных.

Интересная картина распределения биомаркеров выявлена при изучении образца нефти зоны контакта юры и палеозоя Калинового месторождения (скв. 6, 2970-2980 м). На диаграмме Кеннона-Кессоу по соотношению алканов она попадает в среднюю область морских условий седиментогенеза и восстановительной обстановки раннего диагенеза НМП (Рис. 5). Распределение стеранов указывает на сапропелевое ОВ морских глинистых НМП (Рис. 6). На треугольных диаграммах распределения стеранов и стероидов области, соответствующие глинистым и карбонатным НМП, перекрываются, но, учитывая другие биомаркерные параметры (большое количество диастеранов, коэффициент $T_{24}/N_{30}\alpha\beta$ менее 0,1) и геологическое строение «палеозойских» месторождений, можно предположить скорее глинистую исходную НМП.

В нефти из Калинового месторождения зафиксировано наличие 28,30-бисноргопана, что говорит об исходном морском ОВ обогащенном бактериальным, накапливаемым в восстановительной обстановке; на это же указывает высокое значение соотношения гомогпанов C_{35}/C_{34} – более 1. Углеводородный состав Калиновой нефти указывает, что их источником служило, по-видимому, сапропелевое ОВ глинистой НМП, захоронившееся в мор-

ских бассейнах; условия ранней фоссилизации были восстановительные.

Можно отметить, что такая картина распределения биомаркеров весьма характерна для флюидов, генерированных баженовской свитой (J_3 tt- $K_1 b_1$) с морским гумусово-сапропелевым типом ОВ. По данным анализа нефтей Западно-Сибирского НГБ, проведенного в МГУ, похожее распределение n-алканов характерно для битумоидов и нефтей баженовской свиты (с учетом «сдвига» – в битумоидах максимум приходится на область C_{17} - C_{19}).

По мнению ряда авторов (Клещев, Шеин, 2004), проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс, т.к. флюидообмен между палеозойскими и мезозойскими породами отмечается только на локальных участках и лишь в зоне непосредственного контакта между ними. Палеозойская нефть Калинового месторождения имеет очевидное сходство с нефтями баженовской свиты; также можно отметить ее сходство по многим параметрам с нефтью Еллей-Игайского месторождения из внутри палеозойского коллектора (nC_{27}/nC_{17} , TAR, Pr/Ph, процентное содержание гомологов стеранов и моноароматических стероидов, наличие 28,30-бисноргопана).

В коллектор зоны дезинтеграции пород палеозоя возможен и очень вероятен подток флюидов из нефтепроизводящих отложений морского генезиса самого палеозоя. Учитывая сходство на молекулярном уровне калиновой (PZ) столбовой нефти (скв. P-1, инт. 2594-2595, J_3 , васюганская свита, изучена для сравнения), источником которой являются баженовские карбонатно-глинисто-кремнистые породы, следуя методу аналогии молекулярного состава, нужно рассматривать в качестве источника палеозойских нефтей отложения, фациальные обстановки накопления которых были схожи с обстановкой накопления баженовской свиты. Поэтому, скорее всего, в генерации калиновой нефти сыграли роль глинистые известняки и кремнистые аргиллиты чагинской свиты (D_3 f-fm), подстилающие кору выветривания на Калиновой площади. Известно, что отложения этой свиты отнесены к бассейновому (депрессивному) типу девонского разреза, в котором значительную роль играют глинистые и глинисто-кремнистые породы спокойных обстановок осадконакопления. Таким образом, обстановка осадконакопления в позднем девоне во многом схожа с обстановкой волжского века поздней юры. Чагинскую свиту, учитывая возраст – D_3 f для нижней подсвиты, сложенной черными кремнистыми тентакулитовыми известняками и аргиллитами, кремнями и радиоляритами; и D_3 fm для верхней подсвиты, сложенной чередующимися тонкослоистыми кремнистыми породами – аргиллитами, известняками и радиоляритами – можно считать доманикоидными отложениями, по-видимому, содержащими ОВ с характерной для доманика захороненной биотой. Изученная нами палеозойская нефть Калинового месторождения по распределению алканов, стеранов и гопанов схожа с нефтями, генетически связанными с доманиковыми фациями франа Тимано-Печорского бассейна (по данным Клименко С.С., Анищенко Л.А., 2010).

Нефти коры выветривания палеозоя Урманского (скв. 2, 3091-3103 м), пласта M_1 Нижнетабаганского (скв. 4, 3068-3080 м и скв. 17, 3042-3052) и Южно-Табаганского (скв. 130, 2981-3012 м) месторождений демонстрируют сходство

распределения биомаркеров как с образцом Северо-Останинского месторождения, источником которой является континентальное гумусовое ОВ, так и с нефтями палеозойских залежей, для которых предполагаются морские глинистые и глинисто-карбонатные НМП (Рис. 5, 6, 7).

В образце палеозойской нефти Нижнетабаганского (скв. 4, 3068-3080 м, обр. №13) месторождения, как и в палеозойских нефтях Калинового и Еллей-Игайского месторождений идентифицирован 28,30-бисноргопан, что свидетельствует о вкладе исходного бактериального ОВ. Предполагается, что предшественником 28,30-бисноргопана могут быть хемотрофные бактерии, растущие на границе раздела окислительно-восстановительных условий среды (Peters et al., 2005). Еще одной особенностью этой нефти является повышенное содержание гопана C_{29} по сравнению с C_{30} – коэффициент $H29\alpha\beta/H30\alpha\beta = 1,04$, что свидетельствует о примеси карбонатной составляющей в исходной НМП, об этом же говорят и высокие значения соотношения гопанов $H31R/H30\alpha\beta = 0,7$. Вполне уместно предполагать, что источником нефти в верхних горизонтах палеозоя Нижнетабаганского месторождения служат палеозойские отложения, с которыми также генетически связаны Калиновая и/или Еллей-Игайская нефть.

Палеозойские нефти Урманского, Нижне- и Южно-Табганского месторождений, как и нефть Калинового месторождения имеют $\delta^{13}C = -29-30\%$ (Рис. 7), что характерно для смешанного и морского исходного ОВ, в том числе и баженковского генотипа (Неручев и др., 1998).

Подводя итоги, можно предположить, что нефти зоны контакта палеозойских и юрских отложений Урманского, Нижне- и Южно-Табганского месторождений генерированы ОВ смешанного типа, либо же представляют собой смесь флюидов из 2-х источников: того, что участвовал в генерации Северо-Останинской нефти, т.е. предположительно юрской НМП континентального генезиса со значительным вкладом гумусового или гумусово-сапропелевого озерного ОВ, и того источника, что продуцировал нефть Калинового месторождения – палеозойской НМП морского генезиса.

Формирование резервуаров и развитие зоны коры выветривания и эрозии доюрских отложений. Залежи в доюрском комплексе большинства месторождений приурочены к терригенно-карбонатным породам, попавшим в зону регионального размыва на контакте с перекрывающими отложениями верхнего палеозоя и мезозоя, где они изменены гипергенными процессам. Важную роль при этом играют и тектонические процессы, что привело к формированию трещиноватых зон, распространявшихся, по-видимому, на всю глубину разреза. Последние приводят к образованию довольно мощных (до 100-200 м) кор выветривания и кавернозных пород. Это позволяет нам при оценке перспектив палеозойских отложений Колтогорского прогиба учитывать два основных параметра: положение эрозионной поверхности под подошвой юрских трансгрессиных глинистых толщ и тектонические процессы, их направленность и интенсивность, которые приводят к формированию трещиноватых зон. Совокупное воздействие трещиноватости и выщелачивания привело к образованию неоднородных кавернозно-трещиноватых сред, благоприятных для формирования скоплений углеводородов или для их миграции в ловушки.

Эти процессы были хорошо изучены на Урманском, Арчинском и Малоическом месторождениях (Багринцева, 1989). В скважинах, вскрывших карбонатные отложения палеозоя, установлены породы-коллекторы порово-трещинного и каверно-трещинного типов, приуроченные к зонам наибольшей доломитизации. При этом суммарная эффективная толщина кавернозно-трещиноватой среды достигает 20-30 м. Пористость колеблется от 6 до 15%. Емкость каверно-поровых пород за счет трещиноватости увеличивается на 1-2%.

Продуктивная толща Урманского нефтяного месторождения представлена разнофациальными карбонатными отложениями, значительно преобразованными вторичными процессами перекристаллизации, анкеритизации и др. В скважинах вскрыта карбонатная толща и отложения «коры выветривания» франского и фаменского ярусов верхнедевонского отдела. Исследованные образцы представлены доломитами, известняками и переходными разновидностями, а также бокситами. К продуктивным нефтяным отложениям отнесены только породы «коры выветривания» – бокситы.

Первоначально исследуемые отложения представляли собой высокопористые органогенные породы. В основной кристаллической массе различаются реликты организмов очень плохой сохранности, среди которых иногда удается диагностировать обрывки водорослей, членики криноидей и остатки кораллов. Отмечается типичная микрослоистость, характерная для строматолитов. Форменные компоненты имеют в основном мелко-среднезернистую размерность.

Моделирование процессов образования углеводородов в пределах Колтогорского прогиба. При моделировании процессов формирования скоплений углеводородов на региональном сейсмо-геологическом разрезе было учтено следующее (Рис. 2, 3).

– Региональный профиль проходит через поднятия Широного Приобья, где мощность палеозойских отложений не превышает 1-3 км, и крупный палеозойских прогиб, палео-Пыль-Караминский, расположенный на востоке, где мощность палеозойских отложений может достигать 5-7 километров.

– В направлении центральной части прогиба блоки фундамента ступенчато погружаются. При этом в кровле палеозойских отложений над каждым блоком картируются антиклинальные поднятия, формирование которых видимо связано со структурной перестройкой на рубеже пермско-триасового и юрского периодов.

– Природа поднятий в центральной части палеозойского прогиба инверсионная, так как поднятия сформировались в зоне максимальных мощностей палеозойских отложений с возможным развитием складчатости.

– В истории геологического развития региона существовало как минимум два крупных этапа структурной перестройки региона, предъюрский и постсеноманский, с которыми были связаны подъем территории с амплитудой от 1 до 2 км, и последующий размыв отложений.

– Зона палеозойского прогиба осложнена триасовым рифтогенезом, в результате которого сформировались узкие, линейные грабен-рифты Уренгой-Колтогорской системы.

– Триасовый рифтогенез и последующая постсеноман-

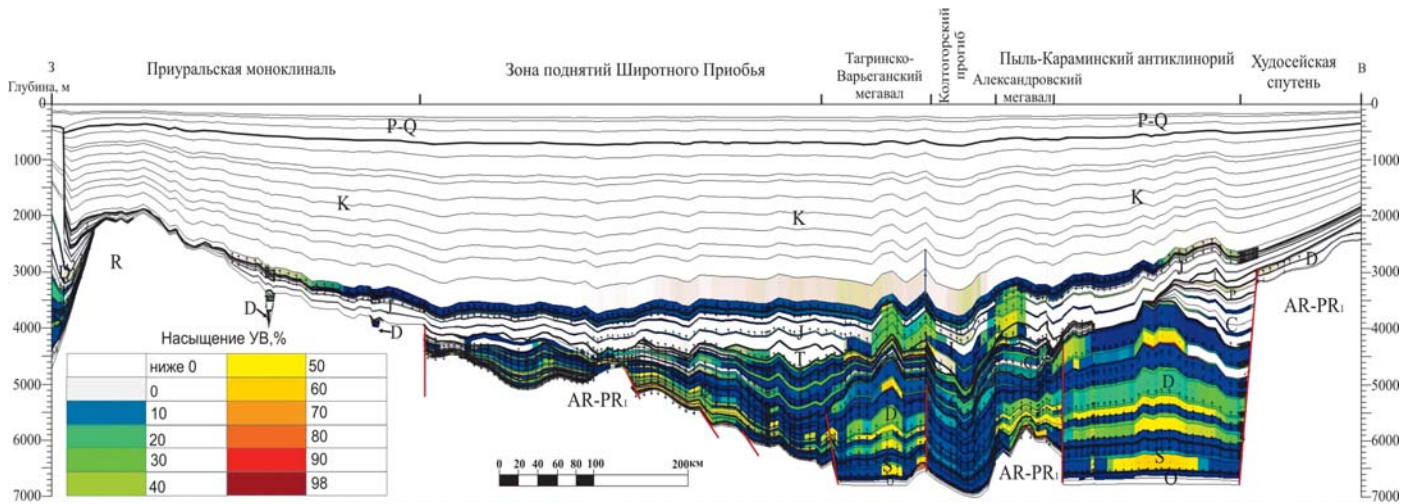


Рис. 8. Показатели насыщения UB и пути их миграции на профиле I-I'.

ская инверсия обусловили наличие глубинных региональных разломов, прорывающих всю толщу осадочных пород вплоть до сеноманских отложений. Эти разломы, видимо, являются барьерами для всех латеральных перемещений флюидов и каналами, благоприятными для вертикальной миграции флюидов.

Моделирование проводилось в программном пакете Temis Suite 2D V5.1.

Для оценки теплового режима развития бассейна использовалась модель положения границы Мохо в пределах основных тектонических элементов центральной части Западно-Сибирского бассейна. Для задания граничных условий температурной модели были использованы температура на поверхности и тепловой поток в основании литосферы. Для калибровки температурной модели были использованы значения современных замеренных температур Тюменской параметрической скважины №6 (Карасева и др., 1996). По литературным данным положение границы Мохо в среднем составляет 25-30 км в крупных региональных прогибах, к каким относятся центральная часть Западно-Сибирской депрессии. В зоне складчатости граница Мохо опускается до 50 и более километров, что можно предположить в зоне развития Пыль-Караминского антиклинория. В зоне Широного Приобья граница Мохо, скорее всего, будет соответствовать платформенной части, и ее положение может быть на глубине 38-45 км. Мощность базальтового слоя при этом может достигать 10-15 м. Мощность гранитного слоя, согласно схематической карте изопакит гранитного слоя, составленной Н.А. Беляевским и А.А. Борисовым, может меняться от 15 до 20 км.

В пределах регионального профиля в зоне Широного Приобья и Приуральской моноклинали породы осадочного чехла, включая палеозойский осадочный комплекс, находятся в главной зоне нефтеобразования. В восточном направлении происходит погружение нефтематеринских толщ в термобарические условия, характерные для главной фазы газообразования. В центральной части палео-Пыль-Караминского прогиба большая часть возможно-нефтематеринских толщ уже вышла из главной зоны газообразования (Рис. 8).

Современная степень преобразованности силур-девонских НМТ во всем Пыль-Караминском прогибе достигает 90-100 % за исключением НМТ фаменского яруса, чья преобразованность в центральной части составляет около

60%, уменьшаясь к бортам до 40-50 %. Та же картина наблюдается для визейских НМТ нижнего карбона. НМТ башкирского яруса среднего карбона преобразованы в центральной части на 50-60 %, в бортовых частях – на 40-50 %. Степень преобразованности верхнепермских НМТ составляет 40-45 % в центральной части прогиба и 25-40 % на бортах прогиба. Степень преобразованности юрских НМТ варьирует от 30-50 % для нижне-среднеюрских, увеличиваясь в прогибе и уменьшаясь к бортам, и до 10-20 % для верхнеюрских пород.

В связи с этим, можно предположить, что для палеозойских толщ существовали благоприятные условия для генерации жидких углеводородов на протяжении всего позднего палеозоя до мела включительно. За этот период времени могли накопиться значительные объемы углеводородов, которые впоследствии мигрировали и заняли наиболее благоприятные с точки зрения пустотного пространства ловушки.

Наибольшие показатели степени возможного насыщения палеозойских пород углеводородами выделяются на восточном борту Колтогорского прогиба в каменноугольных-девонских отложениях, в каменноугольных толщах самого прогиба, а также в девонских и верхнекаменноугольных отложениях западного борта Колтогорского прогиба. При этом, исходя из результатов моделирования, возможные каменноугольные залежи западного борта прогиба могут образовывать единую залежь с вышележащими юрскими резервуарами.

Таким образом, предполагаемым источником палеозойской нефти могут служить девонские и каменноугольно-пермские морские НМП карбонатного и глинисто-карбонатного состава. Формирование нефтяных скоплений могло происходить с пермского периода и на протяжении большей части мезозоя. Тектонические процессы в предъюрский и в пост-сенноманский периоды сильно изменили характер процессов нефтегазообразования в палеозойских толщах и привели к расформированию или переформированию залежей углеводородов в палеозойском нефтегазоносном комплексе. Тектонические процессы изменили как тип резервуара с порового на порово-каверно-трещинный, так и тип наиболее распространенных ловушек от сводовых до структурных стратиграфически и тектонически экранированных.

В связи с этим, основными поисковыми признаками

возможных скоплений углеводородов в палеозойских отложениях являются зоны, обладающие пустотным пространством и способные аккумулировать в себе углеводороды. Наиболее благоприятными могут являться зоны формирования кавернозно-трещиноватых пород в зонах, подвергшихся тектонической перестройке, включая подъем территории и последующий размыв отложений с формированием эрозионной поверхности, затрагивающей несколько глубоких горизонтов. Такие зоны следует ожидать на склонах инверсионных поднятий, испытавших подъем и размыв значительной части палеозойских толщ. Разломная тектоника в этих зонах способствует формированию тектонически и стратиграфически экранированных ловушек, непосредственно под поверхностью мезозойских толщ.

Литература

- Алескерова З.Т., Гуревич М.Н., Егоров С.В., Литвиненко И.В., Маковская Н.Е., Осько Т.И. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности западной половины Новосибирской области. Л.: ВСЕГЕИ. 1960б. 270 с.
- Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н. Теоретические основы прогноза зон высокоемких карбонатных коллекторов в разнофациальных отложениях. *Осадочные бассейны и нефтегазоносность*. М. 1989. С. 136-146.
- Баженова О.К., Арефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия*. №3. 1998.
- Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И. Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. *Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. Тр. ИГиГ СО АН СССР*. Вып. 513. 1981. С. 116-121.
- Верховская Н.А., Лебедева Л.В. Изотопный состав углерода органического вещества, битумоидов и нефтей морских отложений мезозоя и палеозоя юго-востока Западной Сибири. *Тр. СНИИГиМС*. 1981. Вып. 288. С. 56-64.
- Воробьева Н.С., Земскова З.К., Пунанов В.Г. и др. Биометки нефтей Западной Сибири. *Нефтехимия*. №5. 1992.
- Вышемирский В.С., Доильнищын Е.Ф., Перцева А.П. и др. Палеозойские нефти в Западной Сибири. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1973. № 1. С. 33-35.
- Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О., Клименко В.А., Доильнищын Е.Ф., Дубатовов В.Н., Зингер А.С., Кунин Н.Я., Москвская В.И., Перцева А.П., Рыжкова С.М., Сердюк З.Я., Фомин А.Н., Шугуров В.Ф., Ямкова Л.С. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука. 1984. 192 с.
- Вышемирский В.С. Битуминозность палеозойских отложений Нюрольского бассейна Западной Сибири. *Геология и геофизика*. № 1. 1981. С. 3-9.
- Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. В книге: *Проблемы нефтегазоносности Сибири*. Новосибирск: Наука. 1971. С. 133-139.
- Вышемирский В.С., Крылова В.Н., Рыжкова С.М., Шугуров В.Ф. Битуминозность палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. *Труды Института геологии и геофизики, Сибирское отделение АН СССР*. 1977. Вып. 334. С. 58-68.
- Гольшев С.И., Лебедева Л.В. Особенности изотопного состава углерода палеозойских и мезозойских нефтей Западной Сибири. *Геохимия*. 1984. № 9. С. 1327-1334.
- Дубатовов В.Н., Краснов В.И. Палеобиогеография Западно-Сибирского моря в девонский период. *Геология и геофизика*. № 4. 1993.
- Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методы поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. *Советская геология*. № 3. 1979. С. 22-37.
- Иванов И.А., Худорожков Г.П. и др. Нефтегазоносность палеозоя Томской области. В кн.: *Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири*. Томск. 1975. С. 29-34.
- Иванов К.С. К стратиграфии кремнистых толщ Зауралья. Новые данные по геологии Урала и Средней Азии. Свердловск: УрО АН СССР. 1989. С. 28-36.
- Карасева Т.В. и др. Основные научные результаты исследования Тюменской сверхглубокой скважины. В кн.: *Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования*. Пермь: КамНИИКИГС. 1996. 376 с.
- Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ. 2004. 214 с.
- Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. *Известия Коми научного центра Уральского отделения РАН*. 2010. № 2. С. 61-69.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири. *Геохимия*. 1998. № 1. С. 3-17.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис. *Сб. науч. тр.* Вып. 255. Новосибирск: СНИИГиМС. 1977. С. 46-62.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология нефтегазоносных районов Сибири. Сборник научных трудов*. Ред. Микуцкий С.П., Острый Г.Б. Новосибирск. 1964. Вып. 32. С. 27-39.
- Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео". 2005. 183 с.
- Кунин Н.Я., Шейх-Заде Э.Р. Геонимическая характеристика Западной Евразии. М.: ИФЗ. 1985.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. № 7. 1997.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубоководных юрских и триасовых отложениях Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. № 4. 1997.
- Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. Спб.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. 576 с.
- Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская плита. Тектоника нефтеносных областей. Т. 2. М.: Гостоптехиздат. 1958а. С. 299-340.
- Ростовцев Н.Н. (ред.) и др. Оценка перспектив нефтегазоносности складчатого фундамента плиты. М.: Госгеотехиздат. 1958. С. 255-261.
- Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О. О природе нефтей палеозойского Нюрольского осадочного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 9. 1990. С. 34-36.
- Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О. О природе нефтей палеозойского Нюрольского осадочного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 9. 1994.
- Сурков В.С. и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. 1986. 149 с.
- Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Издательство СО РАН, НИЦ ОИГГМ. 1997. 369 с.
- Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири. *Вестник АН СССР*. 1964. № 6. С. 37-44.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Перспектива нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской плит. *Геология нефти и газа*. № 2. 1975. С. 1-7.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. № 7. 1972. С. 3-13.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. № 6. 1997.
- Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. № 7. С. 829-838.
- Шаблинская Н.В. Роль рифтогенеза в формировании глубинной структуры Западно-Сибирской и Тимано-Печерской плит. *Тектоника молодых платформ*. М.: Наука. 1984. С.7-15.
- Шаминова М.И. Геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений Нюрольской структурно-фациальной зоны (Томская область). Автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук. Томск. 1998.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.1. Cambridge University Press. 2005.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.2. Cambridge University Press. 2006.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Александр Владимирович Соколов – генеральный директор ЗАО «Сибирская геологическая компания», кандидат геолого-минералогических наук

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-37-66

Иван Андреевич Курасов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Екатерина Васильевна Бордюг – кандидат геолого-минералогических наук

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia

A.V. Stoupakova, A.V. Sokolov, E.V. Soboleva, T.A. Kiryukhina, I.A. Kurasov, E.V. Bordyug

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: stoupakova@gmail.com

Abstract. Geological structure and petroleum potential of Paleozoic in the West-Siberian oil and gas basin remains unstated and underestimated despite research projects conducted and hydrocarbon deposits discovered in Paleozoic sediments. This is attributed firstly to exploration works focused on Mesozoic oil and gas complex due to its high potential, and secondly to exiting tectonic model of the region where Paleozoic complex is included in folded basement or foundation.

According to sediment migration theory of hydrocarbon generation, the basement of the basin is not a source for hydrocarbon fluids, and therefore cannot be considered as an independent oil and gas complex with its own hydrocarbon source rocks and reservoirs. However, oil and gas deposits discovered in the basement of Western Siberia show inconsistency of currently existing hypotheses and models. Among them there are two major versions for hydrocarbon origin in Paleozoic – organic and inorganic theories. Geological structure and reservoir distribution in Paleozoic complexes is very specific and require a thorough analysis of all geological, geophysical and geochemical materials.

Keywords: Western Siberia, Paleozoic, weathering crust, oil and gas potential.

References

Aleskerova Z.T., Gurevich M.N., Egorov S.V., Litvinenko I.V., Makovskaya N.E., Osyko T.I. Geologicheskoe stroenie i otsenka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoy poloviny Novosibirskoy oblasti [Geological structure and evaluation of the petroleum potential of the western half of the Novosibirsk region]. Leningrad: "VSEGEI" Publ. 1960b. 270 p.

Bagrintseva K.I., Dmitrievskiy A.N. Teoreticheskie osnovy prognoza zon vysokoemkikh karbonatnykh kollektorov v raznofatsial'nykh otlozheniyakh [Theoretical basis of high-carbonate reservoirs zones forecast in different facies sediments]. *Osadochnye basseyny i neftegazonosnost'* [Sedimentary basins and oil and gas potential]. Moscow. 1989. Pp. 136-146.

Bazhenova O.K., Aref'ev O.A. Osobennosti sostava biomarkerov dokembriyskogo organicheskogo veshchestva Vostochno-Evropeyskoy platformy [Peculiarities of biomarkers composition of Precambrian organic matter of the East European platform]. *Geokhimiya* [Geokhimiya]. № 3. 1998.

Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tischenko G.I. Neftegazonosnost' verkhney chasti paleozoya yugo-vostoka Zapadno-

Sibirskoy plity [Oil and gas potential of the Upper Paleozoic southeast of the West Siberian Plate]. *Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Oil and gas potential of the Siberia and the Far East]. *Proc. "IgiG SO AN SSSR"*. Is. 513. 1981. Pp. 116-121.

Dubatolov V.N., Krasnov V.I. Paleobiogeografiya Zapadno-Sibirskogo morya v devonskiy period [West Siberian Sea Paleobiogeography in the Devonian period]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 4. 1993.

Golyshev S.I., Lebedeva L.V. Osobennosti izotopnogo sostava ugleroda paleozoyskikh i mezozoyskikh neftey Zapadnoy Sibiri [Features of the carbon isotopic composition of Paleozoic and Mesozoic oils of the West Siberia]. *Geokhimiya* [Geochemistry]. 1984. № 9. Pp. 1327-1334.

Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva paleozoyskikh otlozheniy na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity [Catagenesis of Paleozoic sediments organic matter in the southeast of the West Siberian Plain]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 6. 1997.

Fomin A.N. Katageneticheskie usloviya neftegaobrazovaniya v paleozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyna [Catagenetic conditions of oil and gas formation in Paleozoic West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. 2004. V. 45. № 7. Pp. 829-838.

Ivanov I.A., Khudorozhkov G.P. et al. Neftegazonosnost' paleozoya Tomskoy oblasti [Oil and gas potential of the Tomsk region Paleozoic]. V kn.: *Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoy Sibiri* [New data on geology and mineral resources in Western Siberia]. Tomsk. 1975. Pp. 29-34.

Ivanov K.S. K stratigrafii kremnistykh tolsch Zaural'ya. Novye dannye po geologii Urals i Sredney Azii [Stratigraphy of siliceous strata of the Trans-Urals. New geology data of the Urals and Central Asia]. Sverdlovsk: "UrO AN SSSR". 1989. Pp. 28-36.

Karaseva T.V. et al. Osnovnye nauchnye rezul'taty issledovaniya Tyumenskoy sverkhglubokoy skvazhiny [The main scientific results of the Tyumen super-deep well survey]. V kn.: *Tyumenskaya sverkhglubokaya skvazhina. Rezul'taty bureniya i issledovaniya* [Tyumen super-deep well. The results of drilling and exploration]. Perm: "KamNIKIGS" Publ. 1996. 376 p.

Kleschev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri [Oil and gas potential of the Western Siberia basement]. M.: "VNIGNI" Publ. 2004. 214 p.

Klimenko S.S., Anischenko L.A. Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskoy neftegazonosnom basseyna [Naftidogenesis features in the Timan-Pechora basin]. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN* [News of the Komi Scientific Center, Ural Branch of Russian Academy of Sciences]. 2010. № 2. Pp. 61-69.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Stasova O.F. Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and genesis of the Western Siberia Paleozoic oils]. *Geokhimiya* [Geochemistry]. 1998. № 1. Pp. 3-17.

Kontorovich A.E., Stasova O.F. Geokhimiya yurskikh i paleozoyskikh neftey yugo-vostochnykh rayonov Zapadno-Sibirskoy plity i ikh genesis [Geochemistry of the Jurassic and Paleozoic oils of the West Siberian Plate southeastern regions and its genesis]. Collected papers. Is. 255. Novosibirsk: "SNIIGGiMS" Publ. 1977. Pp. 46-62.

Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. Nefti bazal'nykh gorizontov osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [Basal horizons oils of the West Siberian Plate sedimentary cover]. Sbornik nauchnykh trudov: *Geologiya neftegazonosnykh rayonov Sibiri* [Geology of oil and gas regions of the Siberia. Collected papers]. Ed. Mikutskiy S.P., Ostryy G.B. Novosibirsk. 1964. Is. 32. Pp. 27-39.

Kostyreva E.A. Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Paleozoic oils geochemistry and genesis of the southeast of the Western Siberia]. Novosibirsk: "SO RAN", "Geo" Publ. 2005. 183 p.

Kunin N.Ya., Sheykh-Zade E.R. Geonimicheskaya kharakteristika Zapadnoy Evrazii [Geonomic characteristic of Western Eurasia]. Moscow: "IFZ" Publ. 1985.

Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I. Ob istochnike neftey, obnaruzhennykh v kore vyvetrivaniya i krovle paleozoyskogo fundamenta na ploschadyakh Srednego Priob'ya [On the oil source found in the weathering crust and top of the Paleozoic basement in the Middle Ob areas]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. № 7. 1997.

Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I. Geokhimicheskie predposylki poiskov nefti i gaza v glubokozalegayuschikh yurskikh i triasovykh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri [Geochemical background for oil and gas exploration in deep-Jurassic and Triassic sediments of the Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. № 4. 1997.

Neruchev S.G. Spravochnik po geokhimii nefti i gaza [Reference book on geochemistry of oil and gas]. St.Petersburg: «Nedra» Publ. 1998. 576 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.1. Cambridge University Press. 2005.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.2. Cambridge University Press. 2006.

Rostovtsev H.H. Zapadno-Sibirskaya plita [West Siberian Plate]. Tektonika neftenosnykh oblastey [Tectonics of the oil-bearing areas]. V. II. Moscow: "Gostoptekhizdat" Publ. 1958a. Pp. 299-340.

Rostovtsev N.N. (ed.) et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti skladchatogo fundamenta plity [Estimation of petroleum potential of the infolded basement slab]. Moscow: "Gosgeotekhizdat" Publ. 1958. Pp. 255-261.

Ryzhkova S.M., Badmaeva Zh.O. O prirode neftey paleozoyskogo Nyurol'skogo osadochnogo basseyna [On the nature of oils Nurol Paleozoic sedimentary basin]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. № 9. 1990. Pp. 34-36.

Ryzhkova S.M., Badmaeva Zh.O. O prirode neftey paleozoyskogo Nyurol'skogo osadochnogo basseyna [On the nature of oils Nurol Paleozoic sedimentary basin]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. № 9. 1994.

Surkov V.S. et al. Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity [Megacomplex and deep structure of the crust of the West Siberian Plain]. Moscow: "Nedra" Publ. 1986. 149 p.

Shablinskaya N.V. Rol' riftogeneza v formirovaniy glubinnoy struktury Zapadno-Sibirskoy i Timano-Pecherskoy plit. *Tektonika molodykh platform* [Role of rifting in the formation of deep structure of the West Siberian and Timan-Pechersk plates. Tectonics young platforms]. Moscow: "Nauka" Publ. 1984. Pp.7-15.

Shaminova M.I. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy Nyurol'skoy struktorno-fatsial'noy zony (Tomskaya oblast')*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Geochemical criteria of petroleum potential of the Paleozoic sediments in the Nurol structural-facies zone (Tomsk region). Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tomsk. 1998.

Trofimuk A.A. Sorok let boreniya za razvitie neftegazodobyvayushey promyshlennosti Sibiri [Forty years of fighting for the development of oil and gas industry in Siberia]. Novosibirsk: "SO RAN, NITs OIGGM" Publ. 1997. 369 p.

Trofimuk A.A. Neft' i prirodnyy gaz Sibiri [Oil and natural gas in

Siberia]. *Vestnik AN SSSR* [Bulletin of the USSR Academy of Sciences]. 1964. № 6. Pp. 37-44.

Trofimuk A.A., Vyshemirskiy V.S. Perspektiva neftegazonosnosti paleozoya Zapadno-Sibirskoy plit [Oil and gas potential of the Paleozoic West Siberian Plain]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. №2. 1975. Pp.1-7.

Trofimuk A.A., Vyshemirskiy V.S., Zapivalov N.P. Perspektivy sostav uglerodaorganicheskogo veshchestva, bitumoidov i neftey morskikh otlozheniy mezozoya i paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Isotopic composition of hydrocarbon organic matter, bitumen and oils of marine sediments of the Western Siberia Mesozoic and Paleozoic southeast]. *Proc. "SNIIGGiMS"*. 1981. Is. 288. Pp. 56-64.

Vorob'eva N.S., Zemskova Z.K., Punanov V.G. et al. Biomarkers of the West Siberian oils. *Neftekhimiya* [Petroleum Chemistry]. № 5. 1992. Pp. 405-420. (In Russian)

Vyshemirskiy B.C., Doil'nitsyn E.F., Pertseva A.P. et al. Paleozoyskie nefti v Zapadnoy Sibiri [Paleozoic oils in the Western Siberia]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum Geology and Geophysics]. 1973. № 1. Pp. 33-35.

Vyshemirskiy B.C., Zapivalov N.P., Badmaeva Zh.O., Klimenko V.A., Doil'nitsyn E.F., Dubatolov V.N., Zinger A.C., Kunin N.Ya., Moskovskaya V.I., Pertseva A.P., Ryzhkova S.M., Serdyuk Z.Ya., Fomin A.N., Shugurov V.F., Yamkovaya L.S. Organicheskaya geokhimiya paleozoyskikh otlozheniy yuga Zapadno-Sibirskoy plity [Organic geochemistry of Paleozoic deposits in the South of the West Siberian Plate]. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1984. 192 p.

Vyshemirskiy V.S. Bituminoznost' paleozoyskikh otlozheniy Nyurol'skogo basseyna Zapadnoy Sibiri [Paleozoic sediments bituminosity of the Nurol basin of the Western Siberia]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 1. 1981. Pp. 3-9.

Vyshemirskiy V.S. O vozmozhnoy neftegazonosnosti paleozoya Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Possible oil and gas potential of the Paleozoic West Siberian depression]. V kn.: "*Problemy neftegazonosnosti Sibiri*" [Problems of oil and gas potential of the Siberia]. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1971. Pp. 133-139.

Vyshemirskiy V.S., Krylova V.N., Ryzhkova S.M., Shugurov V.F. Bituminoznost' paleozoyskikh otlozheniy na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity [Paleozoic sediments bituminosity of the West Siberian Plate southeast]. *Trudy Instituta geologii i geofiziki. Sibirskoe otdelenie AN SSSR* [Proc. of the Institute of Geology and Geophysics. Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences]. 1977. Is. 334. Pp. 58-68.

Zapivalov N.P. Geologicheskie predposylki i metody poiskov zalezhey nefti v paleozoe na yuge Zapadnoy Sibiri [Geological conditions and oil deposits exploration methods in the Paleozoic of the south of Western Siberia]. *Sovetskaya geologiya*[Soviet geology]. № 3. 1979. Pp. 22-37.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Aleksandr V. Sokolov – Director General of the CJSC «Sibirskaya geologicheskaya kompaniya», PhD

Elena V. Soboleva – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-66

Ivan A. Kurasov – PhD student of the Petroleum Geology Department

Ekaterina V. Bordyug – PhD

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Russia, Moscow, Leninskie gory, 1