

И.С. Копылов

Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь

БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Проведены комплексные геохимические исследования на западе Сибирской платформы в бассейне р. Подкаменной Тунгуски. По битуминологическим показателям в терригенно-карбонатных породах средне-верхнекембрийского и ордовикского возраста зоны гипергенеза установлено 62 аномалии. В структурно-тектоническом отношении 38 битуминологических аномалий приурочены к локальным положительным структурам, которые могут считаться перспективными для поисков нефти и газа.

Ключевые слова: нефтегазопроисковая геохимия, битуминология, битуминологические показатели, аномалии, геологические структуры, Байкитская антеклиз, Тунгусский бассейн.

DOI: 10.17072/chirvinsky.2022.133

Теоретическое обоснование битуминологических критериев.

Геохимические поиски нефтегазовых залежей выполняются с помощью комплекса методов, среди которых ведущее место занимает битуминология [1, с.3]. Битуминологические показатели относятся к прямым показателям нефтегазоносности. В результате миграции нефтяных компонентов от залежи в приповерхностных отложениях формируются геохимические поля, характеризующиеся наличием двух составляющих – фоновой и аномальной, обнаружение и разделение которых является главной задачей нефтегазопроисковой битуминологии [2, 9]. При этом, аномалия унаследованно сохраняет черты вещественного состава нефти и имеет локализованный характер.

Рассматриваемая территория – Байкитская антеклиз (БА) имеет хорошие условия для проведения битуминологических исследований. Как считает О.В. Барташевич [1], здесь, при седиментации континентально-лагунных средне-верхнекембрийских отложений были крайне неблагоприятные условия для накопления и захоронения ОВ, а слабое воздействие катагенеза для его преобразования. Сформировавшееся сингенетичное поле характеризуется чрезвычайно низким содержанием $C_{орг}$.

(до 0,1%), фоновыми концентрациями битуминозного вещества (до тысячных долей %), в хлороформном экстракте которого не более 5% масел, 3-4% асфальтенов и до 90-95% приходится на смолистые соединения [1]. Темп поступления эпигенетических углеводородов (УВ) опережает темп их окисления на контакте с атмосферой. При таких условиях можно четко дифференцировать эпигенетические и сингенетические поля концентрации (ПК).

Методика и результаты битуминологических исследований.

Для характеристики битумного поля на Байкитской антеклизе (бассейн р. Подкаменной Тунгуски) в разные годы (с 1965 г.) проводились битумные съемки попутно и в комплексе со структурно-поисковыми работами, битуминологическое опробование при структурно-колонковом и глубоком бурении, и в общем комплексе с геохимическими поисками нефти и газа. Всего на БА отобрано около 9000 проб коренных пород по площади и 1400 проб по керну структурно-колонковых скважин. При этом 97% опробования было выполнено Северной ГПП ГПП «Енисейнефтегазгеология», в составе которой автор проводил исследования в период с 1982 по 1997 гг. в качестве отв. исполнителя геохимических работ. На Юрубченской площади, в последствие было открыто крупнейшее в Восточной Сибири Юрубчено-Тохомское нефтегазовое месторождение [3-7].

Для разреза осадочного чехла в пределах БА характерно широкое колебание значений хлороформных битумоидов (ХБА). Содержание ХБА в породах эвенкийской, оленчиминской, ангарской свит изменяется от 0,00000 до 0,32% на породу, при этом отмечается тенденция увеличения средних содержаний ХБА с глубиной. Однако, увеличение средних содержаний ХБА происходит по-видимому до уровня бельской свиты, а ниже идет их уменьшение. Так, по данным Ю.А. Жуковина и К.П. Байбародских (1973ф) для территории юго-запада Сибирской платформы, средние содержания битумоидов по люминисцентному анализу в отложениях ангарской, булайской, бельской, усольской свит составляют соответственно 0,02 %, 0,12 %, 0,03 %, 0,02 %, а в отложениях рифея и венда фиксируется наименьшее среднее количество битумоидов – до 0,001%.

Преобладающими аккумулялирующими ХБА свойствами обладают карбонатные породы – доломиты и известняки, вместе с тем, среди терригенных пород – алевролитов, песчаников, а также среди солей встречаются трещиноватые разности с повышенным битумонасыщением. Средние содержания ХБА в карбонатных породах наиболее высокие, в эвенкийской, оленчиминской и ангарской свитах они составляют соответственно:

0,0545%, 0,0409% и 0,0553%. Средние содержания ХБА в терригенных породах в этих же свитах составляют соответственно: 0,0117%, 0,0075 % и 0,0144%. Среднее содержание ХБА в солях ангарской свиты составляет 00196%.

Проведенные геохимические исследования в структурно-колонковых и глубоких скважинах однозначно свидетельствуют, что в эвенкийских и ангарских свитах отсутствуют отложения, ОВ которых могли бы стать источником генерации углеводородов. Вместе с тем, на Оморинской, Манкурской, Юрубченской площадях, как в эвенкийской, так и преимущественно в ангарской свитах в горизонтах карбонатных пород формируются аномальные поля, фиксируемые по высокой газо- и битумонасыщенности. Этот факт дал основание использовать ангарскую свиту в качестве реперного геохимического объекта при выполнении поисковых работ и для заключения о миграционном генезисе аномалий, источником которых, вероятнее всего являются залежи (Барташевич, Бобылев, Васильев и др., 1985ф). Однако, в виду существующей редкой сети скважин с геохимическим опробованием и дорогостоящих работ по бурению современных скважин, выделение геохимических аномалий по битуминологическим показателям по площади по опорным горизонтам ангарской свиты трудно осуществимо и практически не реально.

Проведенные многолетние геохимические исследования по поверхностным битуминологическим съемкам показывают, что в эвенкийских отложениях приповерхностных горизонтов также формируются аномалии с высокими концентрациями ХБА. Средние же содержания ХБА в породах эвенкийской и ангарской свит в пределах БА имеют близкие значения, а по сравнению с Катангской седловиной на порядок выше последних. Поэтому, делается вывод о возможности использования пород эвенкийской свиты (также и ордовикских отложений) в качестве реперного геохимического объекта, не уступающим по качеству ангарской свите. Последнее дает возможность применения битумной съемки в качестве одного из надежных и эффективных методов геохимических поисков в производственном варианте (что практически уже выполнено на большей части БА). Ниже анализируются данные Северной ГПП по 8693 люминесцентно-битуминологическим анализам по поверхностной битумной съемке.

При формировании битумных аномалий по площади, определяющими факторами являются: положение нефтегазовой залежи в разрезе, характер структурно-тектонического плана, литологический состав отложений [2].

Для оценки влияния литологического фактора на распределение

битумоидов, пробы разбраковывались на три группы: терригенные (песчаники, алевролиты, аргиллиты) – 1910 проб; карбонатные (известняки, доломиты, мергели) – 5272 проб; изверженные и метаморфические (долериты, диабазы, роговики, скарны) – 171 проб. Частотный график распределения битумоидов во всех группах показывает бимодальное распределение. График показывает, что карбонаты – более благоприятная среда для накопления битумоидов. Однако, принципиально характер распределения в различных типах пород не изменяется. Обе моды имеют одинаковые значения 0 и 2,5 эт. (эталон), поэтому аномальные эталоны будут одинаковыми независимо от литологического фактора.

Для выяснения возрастного фактора на битуминозность пород проводился дисперсионный анализ проб, разбракованных по 12 стратиграфическим уровням ($E_{2-3}ev_1$ - $E_{2-3}ol$ – 305 проб, $E_{2-3}ev_2$ – 2520 проб, E_3ev_3 – 1051 проб, O_1pr – 870 проб, O_1cn – 445 проб, O_1bk – 286 проб, O_2kr – 119 проб, O_2mn – 180 проб, O_3dl – 1051 проб, $S_{1-2}D_{1-2}$ – 320 проб, C_1 – 61 проб, βT_1 – 137 проб). Как показывает график распределения битумоидов, возраст вмещающих пород оказывает незначительное влияние на их распределение в зоне гипергенеза. Это выражается тем, что наиболее благоприятной средой для накопления битумоидов являются наиболее древние отложения. Однако, при общем бимодальном распределении всех возрастных групп установлены одинаковые моды 0 и 2,5 эт. (за исключением силурийских отложений, где моды 0 и 3,5 эт.), поэтому возрастной фактор не играет существенной роли для установления аномалийных характеристик ПК по битумоидам.

В результате статистической обработки для пород зоны гипергенеза БА по 8693 анализам, установлен общий региональный фон битуминозности пород, равный 0,0-3,0 эт. или 0,0000-0,0025% на породу ($x=1,5$; $s=1,5$ эт.). При этом в центральной части БА он выше в 1,5-2 раза и составляет 1,5-4,5 эт. ($x=3,0$; $s=1,5$ эт.); в северо-западной части БА фон составляет 0,0-2,6 эт. ($x=1,3$; $s=1,3$ эт.); а в юго-восточной части БА фон составляет 0,1-2,3 эт. ($x=1,2$; $s=1,1$ эт.). Обобщенная кривая частотных распределений эталонов ХБА может быть расчленена на две совокупности. Первая из них охватывает 87% и имеет центром распределения эталон 2,0 (0,0012% на породу). Вторая совокупность охватывает группу значений около 13% и имеет центром распределения эталон 4,5 (0,0075% на породу). Предполагается, что первая совокупность является отражением сингенетичной битуминозности пород, а вторая совокупность характеризует эпигенетичное обогащение.

Таким образом, на БА установлено 985 аномальных точек (при 7708 фоновых) с эталонами 5,0-10,0, с содержанием ХБА 0,0100-0,3200 %

на породу. По этим данным выделено 62 аномалии (не считая одиночных точек), картируемых 3-101 аномальными точками ($> x+s$) с площадями 10-1177 км². Статистическая оценка аномалий по критерию Стьюдента определяет достоверность и надежность их выделения. Коэффициент гетерогенности ПК ϕ при $g = 0,05$ составляет 1,2-11,0. Контрастность аномальных полей относительно нормальных составляет 1,2-18,5. Характеристика двадцати наиболее перспективных аномалий по ХБА в породах зоны гипергенеза БА приведена в табл. 1

При выделении битумных аномалий, одним из надежных признаков нахождения залежи является качественный состав битумов в их пределах (Флоровская, 1957ф). Поэтому, в основу диагностики битумных аномалий, генетически связанных с залежами, положен их качественный состав. Для характеристики качественного состава битумов использовался коэффициент битуминозности пород (β) и отношение хлороформенного битумоида к спиртобензольному (ХБА/СБА). Оба коэффициента характеризуют степень обновленности битумов за счет подтоков углеводородных газов (УВГ) с глубины. Как указывают О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин и др. [2], изменения в балансе ОВ, вызванные притоком миграционных компонентов залежи, приводят к резкому повышению битумоидного коэффициента, составляющего 30-50% и более. Коэффициент битуминозности определялся по формуле: $\beta = \text{ХБА}/\text{ОВ} \times 100\%$ и изменяется в пределах БА от 0 до 100%, в среднем 20,7%. Коэффициент ХБА/СБА составляет по всей площади в среднем 0,9. Средние значения этих коэффициентов по ПКА равны соответственно 41,2 и 2,9 т.е. имеют позитивные характеристики для прогноза залежей.

Приуроченность битуминологических аномалий к локальным поднятиям. В структурно-тектоническом отношении 38 аномалий имеют приуроченность к 36 локальным положительным структурам с повышенной геодинамической активностью: Сосновскому, Косвинскому, Верхне-Терянскому поднятиям, Гурьевскому, Желобовскому, Верхнеапрелкинскому, Эгстаканскому, Куромбинскому, Биракчанскому, Комнинскому, Усть-Талаканскому, Юрубченскому, Нижнеюрубченскому, Нижнетохомскому, Судийскому, Платоновскому, Онокскому, Хоркичскому, Талаконскому куполам; Лыжнинской, Оленчиминской, Тахрадинской, Мукуйской, Вайвидотканской, Верхнетохомской, Нирунгинской, Кривотангинской, Ядильской, Мадринской, Терянской брахиантиклиналям; Поляковской, Намакарской, Типинской плакантиклиналям; Чапинскому, Тунгинскому структурным носам; Зелингдуконскому горсту, повышая их перспективность. Другие аномалии приурочены к ослабленным зонам прогибов и моноклиналей, связаны с геоактивными зонами [8, 10].

Таблица 1

Характеристика битуминологических аномалий (по ХБА)

№ п/п	Местоположение	Площадь, км ²	Контрастность	Среднее, № эталона		Структурно-тектоническая приуроченность
				ПКА	ПК	
1	р.Гурьевская	23	17,0	5,1	0,3	Гурьевский купол
2	рр.Вельмо, Чапа, Куромба	140	14,3	5,4	0,4	Чапинский структур. нос
3	р. Куромба (сред. течение)	55	5,6	4,5	0,8	Куромбинский купол
4	рр.Еннгида, Сосновка	77	3,9	4,7	1,2	Сосновское поднятие
5	р.Вельмо (сред. течение)	1177	3,1	4,9	1,6	Комнинский купол и др.
6	р.Оленчимо	390	2,1	5,8	2,7	Оленчиминская брахиантик.
7	р.Тохомо (верховье)	31	1,7	5,2	3,1	Верхнетохомская брахиантик.
8	рр.Тохомо, Оморо	24	1,8	4,9	2,7	Зелингдуконский горст
9	р.Юрубчен	537	1,8	5,1	2,8	Юрубченский купол
10	рр.Н.Делингдэ-кэн, Вэдрыше	63	1,7	5,2	3,1	Судийский купол, сев. часть
11	рр.Камо, Бурускон	45	2,2	5,5	2,4	Судийский купол, юж. часть
12	р.Камо (верховье)	88	2,3	5,5	2,4	Нирунгнинская брахиантик.
13	р.Тохомо (низовье)	72	1,2	5,3	4,2	Нижнетохомский купол
14	рр.Кривотанга, Вэдрыше	352	1,3	5,2	4,1	Кривотангинская брахиантик.
15	р.Чавичина	376	1,3	5,4	4,2	Моноклиналь
16	рр.Камо, Намакар	368	1,2	5,2	4,4	Намакарская плакантиклин.
17	рр.Камо, Ниж. Мадра	212	1,4	5,2	3,9	Мадринская брахиантик.
18	рр.Каменка, Платонова	28	1,9	5,5	2,9	Платоновский купол
19	р.Онок (верх.)	20	2,1	4,9	2,4	Онокский купол
20	рр.Иркинеева, Талакон	56	2,3	5,0	2,2	Талаконский купол

В центральной части БА, как уже отмечено выше фон битуминозности пород самый высокий, при этом, практически все битуминологические аномалии находятся в пределах локальных поднятий, некоторые из них уже подтверждены нефтегазовыми залежами (на Нижнеюрбченском, Нижнетохомском куполах и Намакарской плакантиклинали), которые были открыты позднее геохимических исследований. В юго-западных районах БА наибольший практический интерес представляет битуминологическая аномалия в пределах Нирунггинской брахиантиклинали, закартированная по 17 точкам ($\varphi=4,9$) на площади 88 км². В более северных районах БА обращает на себя внимание аномалийная зона по 101 точкам повышенной битуминозности ($\varphi=10,7$), расположенная в западной части Камовского свода на площади 1177 км². В ее пределы попадают Поляковская плакантиклиналь, Комнинский купол, Мукуйская и Вайвидинская брахиантиклинали. Западнее ее расположена крупная битуминологическая аномалия по 30 точкам на площади 390 км² в пределах Оленчиминской брахиантиклинали. Наибольший интерес в северо-западной части БА, как локальный перспективный участок представляет битуминологическая аномалия по 25 точкам ($\varphi=5,9$), расположенная в верховье р. Еннгоды Вельминской в пределах Сосновского поднятия. Значения коэффициента битуминозности $\beta = 31,7$ и коэффициента ХБА/СБА = 1,8 диагностирует эту аномалию, как связанную с залежью, подтверждая аналогичный прогноз по УВГ показателям.

Заключение. По результатам комплексных геохимических исследований в пределах Байкитской антеклизы, по битуминологическим показателям установлено 62 аномалии. Наибольший интерес представляют 38 аномалии, приуроченные к локальным положительным структурам. Многие из них пространственно совпадают с гидрогазобиохимическими аномалиями [3-7], повышая перспективы обнаружения УВ. В пределах аномалий на Нижнеюрбченском и Нижнетохомском куполах установлена промышленная нефтегазоносность, другие структуры еще не разбурены.

Библиографический список

1. *Барташевич О.В.* Нефтегазописковая битуминология. М.: Недра, 1984. 244с.
2. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений / О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин и др. М.: Недра. 1984. 300 с.
3. *Копылов И.С.* Биогеохимические показатели, аномалии и их нефтегеологическое значение (Тунгусский бассейн) // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2021. № 24. С. 106-112.
4. *Копылов И.С.* Геохимические критерии нефтегазоносности на западе Сибирской платформы // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. 2017. № 17. С. 91-96.

5. *Копылов И.С.* Геоэкология нефтегазоносных районов юго-запада Сибирской платформы. Пермь: Перм. гос. нац. иссл. ун-т. 2013. 166 с.
6. *Копылов И.С.* Поиски нефти и газа на основе методов АКГИ и ГПНГ // В сборнике: Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. 2017. С. 178-186.
7. *Копылов И.С.* Структурно-гидрогеологический анализ Камовского свода Сибирской платформы // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2018. № 21. С. 395-401.
8. *Копылов И.С., Козлов С.В.* Неотектоническая модель нефтидогенеза и минерогеническая роль геодинамических активных зон // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 1 (22). С. 78-88.
9. *Стадник Е.В.* Новые прямые методы геохимических поисков нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1984. 52 с.
10. *Тихонов А.И., Копылов И.С.* Явление поступления глубинных вод из земных недр и их роль в развитии Земли. Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 4 (25). С. 43-55.

BITUMINOLOGICAL INDICATORS PROSPECTS OF OIL
AND GAS POTENTIAL IN THE WESTERN OF THE SIBERIAN
PLATFORM

I.S. Kopylov

georif@yandex.ru

Comprehensive geochemical studies were carried out in the west of the Siberian platform in the basin of the river. Podkamennaya Tunguska. According to the bituminological indicators in the terrigenous-carbonate rocks of the Middle-Upper Cambrian and Ordovician age of the hypergenesis zone, 62 anomalies were established. In structural and tectonic terms, 38 bituminological anomalies are confined to local positive structures, which can be considered promising for oil and gas exploration.

Keywords: oil and gas prospecting geochemistry, bituminology, bituminological indicators, anomalies, geological structures, Baikit antecline, Tunguska basin.