УДК 550.4

РАНЖИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО ОСОБЕННОСТЯМ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА НА ПРИМЕРЕ ЧЕРЕМШАНО-БАСТРЫКСКОЙ ЗОНЫ

RANKING OF HEAVY OIL DEPOSITS ON THE SPECIFICS OF THE HYDROCARBON COMPOSITION OF THE EXAMPLE CHEREMSHAN-BASTRYKSKAYA ZONE

Успенский Борис Вадимович
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующий кафедрой геологии нефти и газа,
Казанский (Приволжский) Федеральный университет
vadimovich51@mail.ru

Шарипова Наиля Султановна
кандидат химических наук, заведующая лабораторией,
Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Халиуллина Светлана Викторовна
доктор медицинских наук, доцент,
Казанский медицинский университет

Аннотация. В статье представлены результаты геохимического состава битумоидов, извлеченных из образцов бугульминского (шешминского) горизонта ряда месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Черемшано-Бастрыкской структурной зоны (Республика Татарстан) с целью обоснования разделения основных месторождений на три группы с позиции их формирования в различных фациальных обстановках. Значения основных геохимических показателей (элементного, группового и углеводородного) состава хлороформенного битумоида позволяют уточнить границы литолого-фациальных зон отложений шешминского горизонта уфимского яруса.

Ключевые слова: месторождение, сверхвязкие нефти, природные битумы, органическое вещество, углерод, водород, групповой состав, масла, асфальтены, фациальные зоны.

Uspensky Boris Vadimovich
Doctor of geological
and mineralogical sciences, Professor,
Head of the department
of geology of oil and gas,
Kazan (Volga) Federal university
vadimovich51@mail.ru

Sharipova Nailya Sultanovna
Candidate of Chemical Sciences,
Head of the laboratory,
Kazan (Volga) Federal university

Haliullina Svetlana Viktorovna
Doctor of medical sciences,
Associate professor,
Kazan medical university

Annotation. The article presents the results of the bitumen geochemical composition extracted from Bugulminsky (Sheshminsky) horizon samples of several heavy oil and natural bitumen deposits of Cheremshano-Bastrykskaya structural zone (Republic of Tatarstan) in order to support the separation of the main fields in the three groups in terms of their formation in different facies environments. The values of the main geochemical indicators (elemental, group and hydrocarbon) of the chloroform bitumoid composition allow to clarify the boundaries of lithofacies zones deposits Sheshminsky horizon Ufa stage.

Keywords: field, superviscous oil, natural bitumens, organic substance, carbon, hydrogen, group structure, oils, asfaltena, facial zones.

Российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 6–7 млрд тонн, 71,4 % от общего объема залежей, распространены в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных бассейнах. При этом в Приволжском и Уральском регионах содержится 60,4 % от общероссийских запасов тяжелых и 70,8 % вязких нефтей. Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарстане, Удмуртии, Башкортостане, Самарской и Пермской областях [Муслимов и др. 2012; Хисамов и др. 2007].

Большие запасы сверхвязких нефтей и природных битумов сосредоточены в Татарстане. Они составляют по разным оценкам от 1,5 до 7 млрд тонн. На территории Республики Татарстан в отложениях пермской системы выявлено [Успенский и Валеева, 2008] свыше 450 залежей сверхвязких нефтей и природных битумов. В настоящее время осуществляется опытно-промышленная разработка двух месторождений сверхвязких нефтей: Ашальчинского и Мордово-Кармальского. Кроме того, к первоочередному объекту освоения относят Черемшано-Бастрыкскую зону (ЧБЗ) месторождений сверхвязких нефтей, где выявлено 113 залежей с запасами 243,5 млн тонн, которые подразделяются [Муслимов и др. 2012.] с геологических позиций их формирования, в частности, по их принадлежности к различным фациальным зонам на 3 группы: Северную, Центральную и Южную.

В плане разработки и совершенствования методологии технологических основ поиска, добычи и переработки сверхвязких нефтей и природных битумов представляется важным изучить на примере наиболее разведанных месторождений, в частности, приуроченных к этим трем основным группам, не только изменение коллекторских свойств пород в соответствии с расположением их в различных фациальных зонах, но и изменения свойств находящихся в них флюидов по разрезу и простиранию ловушек.

Новый подход к ранжированию (группированию) месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в зависимости от их принадлежности к различным литолого-фациальным

зонам позволяет [Успенский, 2015] на основе научно-обоснованной концепции провести обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению СВН и ПБ из пород-коллекторов и выдать рекомендации по дальнейшим исследованиям для всей зоны распространения природных резервуаров бугульминского горизонта с целью повышения рентабельности освоения этого вида углеводородного сырья.

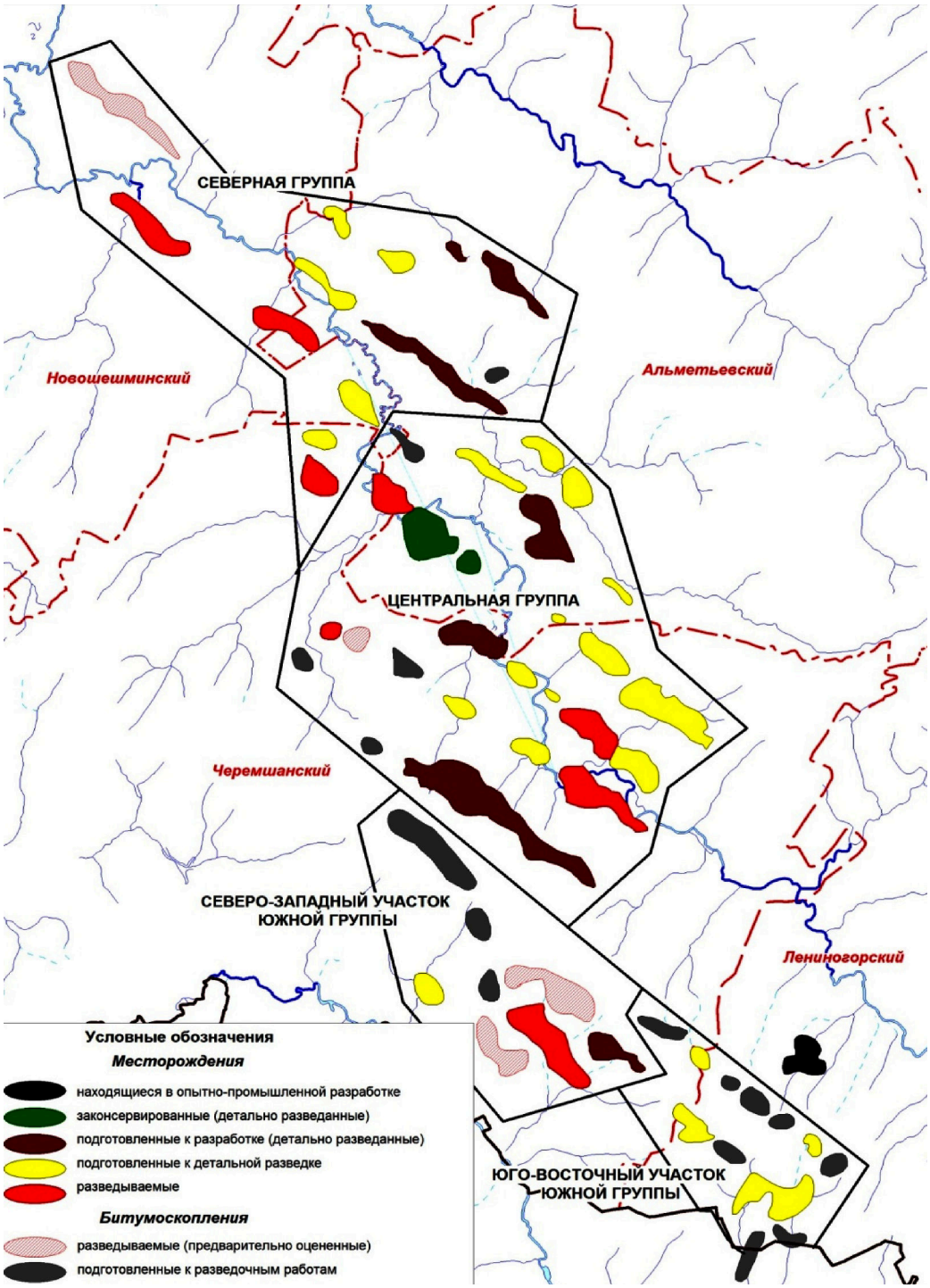

Рисунок 1 – Месторождения сверхвязких нефтей и природных битумов Черемшано-Бастрыкской зоны
(по данным ПАО «Татнефть»)

Объект исследований – песчаная пачка бугульминского (ранее выделяемая в составе шешминского горизонта уфимского яруса) горизонта и связанные с ней ловушки сверхвязких нефтей и природных битумов. Простирание зоны распространения данных пород, где выявлены скопления углеводородов не менее 200 км. Условия формирования – полифациальные. Разными исследователями [Форш Н.Н., Миропольский Л.М., Эллерн С.С., Шалин П.А., Успенский Б.В., Петров Г.А. и др.] трактуются неоднозначно [Успенский и Валеева, 2008 и ссылки в этой работе]. Здесь присутствуют русловые, дельтовые (дистальные и проксимальные части) и баровые фации, как правило, без уточнения гра-

ниц взаимоперехода одной фациальной зоны в другую, либо большинство авторов выделяет какой-нибудь один фациальный тип. Но каждому типу соответствуют конкретные, свойственные только ему размеры ловушек, толщина вмещающих залежи полезных ископаемых отложений, гранулометрический состав и коллекторские свойства и их изменение как по простиранию, так и по разрезу пород [Успенский и Вафин, 2015]. Знание детального геологического строения природных резервуаров чрезвычайно важно при планировании разработки, способов извлечения, применения вторичных и третичных методов увеличения нефте- (битумо-) отдачи пласта.

Анализируемый материал характеризует отдельные месторождения высоковязких нефтей и природных битумов Черемшано-Бастрыкской зоны.

Цель исследований – подтверждение обоснования разделения основных месторождений на три группы с геологических позиций, в частности, по условиям их формирования и принадлежности к различным фациальным зонам и уточнение границ литолого-фациальных зон отложений шешминского горизонта уфимского яруса по значениям основных геохимических показателей: элементного, группового и углеводородного составов выделенных из образцов пород экстракцией хлороформом углеводородной (УВ) части органического вещества (ОВ) – хлороформенного битумоида (ХБА).

Все исследованные образцы керна отобраны из скважин, расположенных на месторождениях, приуроченных к трем основным группам: Северной, Центральной и Южной. Северная группа месторождений представлена скважинами Ашальчинской, Северо-Ашальчинской и Шегурчинской площадей; Центральная группа – скважинами Кармалинской, Северо-Кармальской и Туйметкинской площадей; Южная группа – скважинами Мордово-Кармальской, Подлесной, Сарабикуловской, Сугушлинской и Шугуровской площадей.

При изучении углеводородного состава битумоидов были использованы современные методы химических и физико-химических исследований, применяемых в геохимии [Каюкова и др., 2015; Корчагина и Четверикова, 1976; Богомолов и др., 1984].

В комплекс исследований органического вещества пород входят следующие аналитические определения: извлечение растворимых в органических растворителях битуминозных компонентов и весовое определение их количества, определение содержания органического углерода в породе, определение элементного и группового состава хлороформенных битумоидов, углеводородного состава масел и индивидуального состава метано-нафтеновой фракции масел.

Извлечение битумоидов из породы проводили путем экстракции в аппарате Сокслета и последующего их весового определения. Преимущество такого метода заключается в том, что, помимо установления содержания в породе, он дает возможность получить препарат для дальнейшего изучения его состава.

В элементном составе ХБА определялись содержание углерода (С), водорода (Н) и гетероэлементов (S, O, N) методом сжигания в микропечи. Различные соотношения основных элементов состава ХБА: отношение С/Н, С + Н/(S + N + O), (смолы + асфальтены)/S, Н/Сат. используются в качестве показателя генетического типа ОВ и степени его катагенетического преобразования.

Метод определения группового состава битумоидов предусматривает выделение групп компонентов, входящих в их состав. Выделяемые группы являются аналитическими и могут в разных образцах иметь неодинаковый состав. Схема определения предусматривает разделение битумоида на группы, объединяющие близкие по химическим и физическим свойствам соединения: асфальтены и мальту (масла + смолы) с последующим выделением более узких фракций – «чистых» асфальтенов (ч.а.), асфальтогеновых кислот (а.к.), масел (м), бензольных (СБ) и спиртобензольных (ССБ) смол.

Фракция масел разделялась методом восходящей элюэнтной хроматографии на метано-нафтеновые (МН), нафтено-ароматических (НАр) углеводороды и петролейно-эфирные смолы (ПЭС). Нафтено-ароматические УВ разделяются в свою очередь на моно-(М-Ар), би-(Б-Ар) и полиароматические (П-Ар). Соотношения между разными группами УВ (МН/НАр, М-Ар/Б-Ар, М-Ар/П-Ар) входят в качестве основных признаков в большинство химических классификаций нефти.

Выделенные метано-нафтеновые фракции масел подвергались дальнейшему разделению методом газовой хроматографии на хроматографе «Хром-5» на молекулярные составляющие для определения относительного содержания в них н-алканов и изопреноидных углеводородов (пристан, фитан) и для последующих расчетов геохимических коэффициентов, характеризующих те или иные процессы образования и условия существования органического вещества в пределах изучаемой территории [Каюкова, 2009]. Применяемые коэффициенты:

$$НЧ/Ч_1 = \sum н\text{-}(C_{15} – C_{33})/\sum н\text{-}(C_{16} – C_{34}),\ НЧ/Ч_2 = 2н\text{-}C_{29}/(н\text{-}C_{28} + н\text{-}C_{30}),$$

П/Ф – отношение пристана (П) к фитану (Ф),

$$К_i = (П + Ф)/(н\text{-}C_{17} + н\text{-}C_{18}),\ К_{ВН} = \sum н\text{-}(C_{27} – C_{31})/\sum н\text{-}(C_{15} – C_{19}),\ н\text{-}C_{27}/н\text{-}C_{17},\ П/н\text{-}C_{17},\ Ф/н\text{-}C_{18} –$$

дают возможность определить первичный генетический тип, природу исходного ОВ, условия его формирования. Величины коэффициентов определяются характером исходной органики, долей в ней наземного материала, характеризуют физико-геологические условия катагенеза РОВ.

Всего проанализировано 50 образцов пород уфимских песчаников из скважин месторождений, приуроченных к трем основным группам в Черемшано-Бастрыкской зоне. Первая группа (Северная)

представлена образцами пород из скважин Ашальчинской, Северо-Ашальчинской и Шегурчинской площадей (8 образцов), вторая (Центральная) – образцами пород Кармалинской, Северо-Кармалинской и Туйметкинской площадей (13 образцов) и третья (Южная) – образцами пород из скважин Мордово-Кармальской, Подлесной, Сарабикуловской, Сугушлинской и Шугуровской площадей (39 образцов). Все образцы характеризуются очень высокими значениями битумоидного коэффциента – 0,99; 0,94 и 0,96 соответственно, что вполне закономерно для эпигенетичных битумоидов пермских песчаников [Успенский и Валеева, 2008; Шарипова и Успенский, 2015; Каюкова и др., 1999; Курочкин и Топтыгин, 2010].

Полученные данные по элементному составу подтверждают миграционный характер углеводородов: в них велика роль углерода, средние значения которого по группам колеблются в очень узких пределах (79,6–81,8 %), очень близкие значения содержания водорода и серы. Таким образом, в элементном составе каких-либо заметных различий между битумоидами из скважин в условно разделенных группах не наблюдается.

В групповом составе прослеживается та же картина. Высокое (около 50 %) содержание масел, характерное для эпибитумоидов, близкие значения усредненных значений по зонам суммы смол и асфальтенов (30,7–35,8 %), преобладание смол бензольных над спирто-бензольными (отношение их колеблется от 1,2 до 1,9), соотношение суммы смол к сумме асфальтенов (2,0–2,5) и преобладание «чистых» асфальтенов над асфальтогенными кислотами также не позволяет по показателям группового состава выделять или объединять скважины в отдельные группы внутри Черемшано-Бастрыкской зоны.

Углеводородный состав масел характеризуется близкими и высокими значениями содержания для Северной, Центральной и Южной зоны метано-нафтеновой фракции (41,8 %; 36,0 % и 41,7 %), близким содержанием нафтено-ароматических углеводородов (18,6 %; 15,5 % и 21,0 %) и петролейно-эфирных смол (26,0 %; 15,0 % и 18,1 % соответственно). Отношения отдельных фракций метано-нафтеновых углеводородов: МН/НАр, М-Ар/Б-Ар и М-Ар/П-Ар также имеют близкие значения. Но здесь наблюдается небольшая тенденция зависимости изменения УВ состава масляной фракции ХБА от положения скважин в рассмотренных группах. Битумоиды, извлеченные из песчаников скважин, приуроченных к средней зоне, несколько отличны от таковых Северной и Южной зон.

Специфической характеристикой распределения н-алканов, широко используемой в органической геохимии, являются коэффициенты нечетности, представленные как отношение суммы нечетных и четных алканов, рассчитанных в двух вариантах. Для исследованных образцов они имеют довольно близкие значения и какой-либо тенденции изменения в зависимости от приуроченности к выделенной зоне не наблюдается.

Рост показателя $К_{вн}$ отражает увеличение доливысшей наземной растительности в исходном органическомматериале и усиление процессов биодеградации, так как низкомолекулярная часть н-алканов легче усваивается микроорганизмами, чем высокомолекулярная. Коэффициент $К_{вн}$, равный отношению суммы высокомолекулярных УВ (н-C_{27}-C_{31}) к сумме низкомолекулярных (н-C_{15}-C_{19}), колеблется в широких пределах значений для образцов Северной и Южной зон (0,81 и 4,80). По-видимому, согласно принятой нами концепции о различных фациальных условиях осадконакопления, Южная зона находится ближе к русловым фациям, а Северная – к баровым (морским): направление простирания речных систем с юго-востока на северо-запад. Поэтому в битумоидах Южной зоны больше доля высшей (наземной) растительности, а в Северной – низшей, (сапропелевой) морской. На это же указывает и значение другого показателя – н-C_{27}/н-C_{17}: в образцах Южной зоны оно составляет 5,75, а Северной – 0,96.

В какой-то степени, данное положение подтверждается и отношением пристана к фитану. Пристан и фитан относятся к числу наиболее распространенных изопреноидных УВ, обнаруженных в нефтях и битумоидах ОВ и слабо изменяющихся в катагенезе. Отношение П/Ф многими специалистами рассматривается как один из основных генетических показателей, несущих информацию об особенностях химического состава исходного живого вещества: значения отношения менее 1 характерны для нефтей и битумоидов РОВ, генетически связанных с исходным ОВ, обогащенным фитопланктоном, а значения более 1 свидетельствуют о существенной примеси к исходному ОВ зоопланктонного материала. Для всех исследованных образцов отношение П/Ф меньше единицы, но в Южной зоне оно 0,32, в центральной – 0,50, а Северной – 0,95.

Для оценки степени катагенетической превращенности ОВ наиболее информативным является коэффициент изопреноидности $К_i$ = (П + Ф)/(н-C_{17} + н-C_{18}), характеризующий изменение концентрации основных изопреноидных алканов, выкипающих в этой же области температур, что и алканы состава н-C_{17} и н-C_{18}. С химической точки зрения правомерность использования данного показателя ($К_i$) базируется на известных различиях в скоростях распада алканов нормального и изостроения, в результате чего численные значения указанного соотношения с увеличением степени катагенеза уменьшается [Каюкова и др., 2009; Петров, 1984]. Для битумоидов из пород месторождений, относящихся к разным зонам также наблюдаются некоторые расхождения значений показателя катагенетической превращенности почти в два раза для образцов Северной, Центральной и Южной зон и составляет соответственно 1,53, 1,20 и 2,95. Такие же расхождения значений показателя Ф/н-C_{18} у образцов Северной и Южной зон (1,05 и 6,67). А значения отношения П/н-C_{17} близкие и меняются в узких интервалах значений – 1,09 и 1,26.

По всем полученным параметрам и вычисленным коэффициентам построены звездные диаграммы (рис. 2–6), наглядно показывающие различия некоторых показателей элементного, группово-

го и углеводородного составов хлороформенных битумоидов, полученных путем экстракции из пород, приуроченных к условно разделенным зонам.

Анализ рисунков показывает, что значимых различий состава битумоидов в пределах месторождений Северной, Центральной и Южной части Черемшано-Бастрыкской зоны в элементном, групповом и углеводородном составах высоковязких нефтей и природных битумов нет. Некоторые расхождения отдельных показателей наблюдаются лишь при более глубоком изучении УВ состава метано-нафтеновой фракции в образцах Северной и Южной частей. Отмеченные расхождения указывают на различие фациальных зон и условий осадконакопления в них, по которым можно с большой степенью осторожности судить о корректности разделения месторождений природных битумов на зоны.

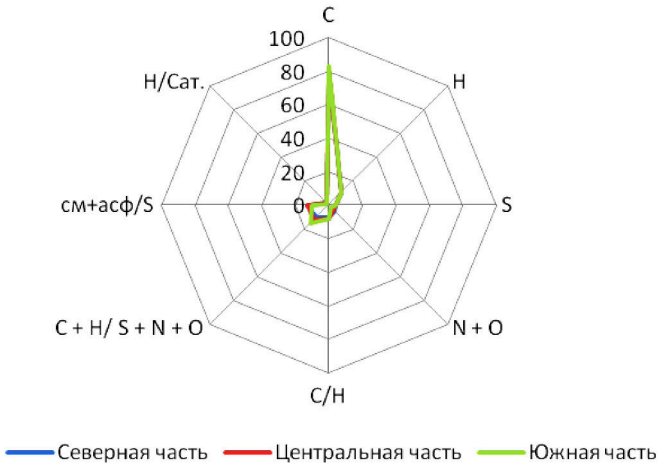

Рисунок 2 – Средние значения элементного состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

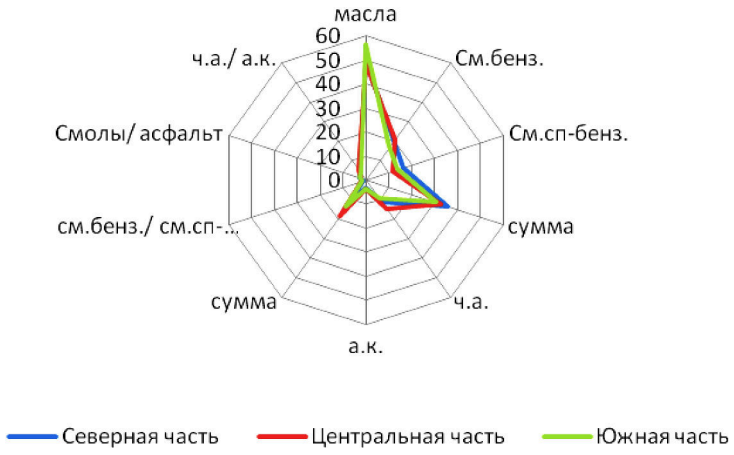

Рисунок 3 – Средние значения группового состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

Рисунок 4 – Средние значения УВ состава масляной фракции ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

Рисунок 5 – Средние значения основных показателей углеводородного состава метано-нафтеновой фракции ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

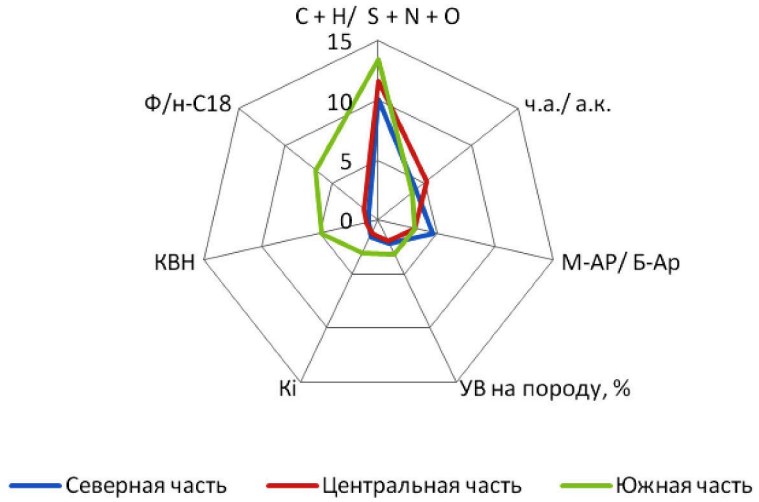

Рисунок 6 – Сопоставление основных показателей состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

Таким образом, выделенные ПАО «Татнефть» месторождения Южной части ЧБЗ попадают в один литолого-фациальный тип (русловой и дельтовый) с близкими характеристиками геологического строения и геохимического состава битумов. Северная и Центральная группы принадлежат другой литофациальной зоне – баровой, с несколько отличными по условиям накопления вмещающими породами, морфологией месторождений и составом природных битумов.

В результате обобщения геолого-геохимического материала по месторождениям сверхвязких нефтей и природных битумов шешминского горизонта, а также данных о составе и свойствах находящихся в них флюидах обоснована важность исследований по выявлению закономерностей в изменении их геохимических параметров и петрофизических свойств вмещающих пород для изучения процессов седиментации пород коллекторов и условий формирования в них месторождений углеводородов.

Выявленные особенности геологического строения и геохимического состава сверхвязких нефтей и природных битумов необходимо учитывать при разработке месторождений и переработке добываемой продукции.

Литература:

1. Богомолов А.И., Темянко М.Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследований нефтей : справочно-методическое пособие. – Л. : Недра, 1976. – 223 с.
2. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. – М. : ГЕОС, 2015. – 343 с.
3. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. – М. : ГЕОС, 2009. – 487 с.
4. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана. – М. : Наука, 1999. – 304 с.

5. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. – М. : Недра, 1976. – 223 с.
6. Курочкин А.К., Топтыгин С.П. Синтетическая нефть. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах // Сфера. Нефтегаз. – 2010. – № 1. – С. 92–104.
7. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Искрицкая Н.И., Шаргородский Е.И., Успенский Б.В., Волков Ю.А., Сагдеева М.М., Якубов М.Р., Боровский М.Я., Кемалов Р.А., Юсупова Т.Н., Копылов А.Ю., Янгуразова З.А., Петров Г.А., Плотникова И.Н., Петров С.М. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. – Казань : «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.
8. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М. : Наука, 1984. – 263 с.
9. Успенский Б.В. Методология изучения нефтебитумоперспективных территорий и объектов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 30–33.
10. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. – Казань : ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 349 с.
11. Успенский Б.В., Вафин Р.Ф. Влияние условий седиментации на строение и коллекторские свойства нефтебитумовмещающих пород // Георесурсы. – 2015. –№ 3. – С. 17–23.
12. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань : «Фэн», АН РТ, 2007. – 295 с.
13. Шарипова Н.С., Успенский Б.В. Использование геохимических критериев состава битумов при изучении месторождений Черемшано-Бастрыкской зоны. Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов // Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Ихлас, 2015. – С. 364–367.

References:

1. Bogomolov A.I., Temyanko M.B., Hotyntseva L.I. Modern methods of oil researches : manual. – L. : Nedra, 1976. – 223 p.
2. Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V. Properties of heavy oils and bitumens of the Perm deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes. – M. : GEOS, 2015. – 343 p.
3. Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G., Sharipova N.S. Organic geochemistry of sedimentary thickness and base of the territory of Tatarstan. – M. : GEOS, 2009. – 487 p.
4. Kayukova G.P., Romanov G.V., Muslimov R.H. Chemistry and geochemistry of the Perm bitumens of Tatarstan. – M. : Nauka, 1999. – 304 p.
5. Korchagina Yu.I., Chetverikova O.P. Methods of a research of scattered organic substance of sedimentary breeds. – M. : Nedra, 1976. – 223 p.
6. Kurochkin A.K., Toptygin S.P. Synthetic oil. Bezostatochny technology of processing heavy Russian oils on crafts // Sphere. Oil. – 2010. – № 1. – P. 92–104.
7. Muslimov R.H., Romanov G.V., Kayukova G.P., Iskritskaya N.I., Shargorodsky E.I., Uspensky B.V., Volkov Yu.A., Sagdeeva M.M., Yakubov M.R., Borovsky M.Ya., Kemalov R.A., Yusupova T.N., Kopylov A.Yu., Yangurazova Z.A., Petrov G.A., Plotnikova I.N., Petrov S.M. Complex development of heavy oils and natural bitumens of the Perm system of the Republic of Tatarstan. – Kazan : «Fan» of Academy of Sciences of RT, 2012. – 396 p.
8. Petrov A.A. Oil hydrocarbons. – M. : Nauka, 1984. – 263 p.
9. Uspensky B.V. Metodologiya of studying oil-bitumens of territories and objects // Oil economy. – 2015. – № 4. – P. 30–33.
10. Uspensky B.V., Valeeva I.F. Geology of fields of natural bitumens of the Republic of Tatarstan. – Kazan : LLC «PF «Gart», 2008. – 349 p.
11. Uspensky B.V., Vafin R.F. Influence of conditions of sedimentation on a structure and collection properties neftebitumovmeshchayushchikh of breeds // Georesources. – 2015. – № 3. – P. 17–23.
12. Hisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodsky I.E., Voytovich E.D., Voytovich S.E. Geology and development of deposits of natural bitumens of the Republic of Tatarstan. – Kazan : «Fan», AN of RT, 2007. – 295 p.
13. Sharipova N.S., Uspensky B.V. Use of geochemical criteria of composition of bitumens when studying fields of the Cheremshano-Bastryksky zone of investigation and development of fields of nonconventional hydrocarbons // Materials of the International scientific and practical conference. – Kazan : Ikhlas, 2015. – P. 364–367.