

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ
МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ
(НА ПРИМЕРЕ РОСТОВЦЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

*Т.Д. Островская, В.В. Островская, Г.С. Фёдорова, А.С.Варягова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Западная Сибирь представляет собой одну из крупнейших нефтегазоносных провинций мира, в ее пределах открыто порядка 200 месторождений. Согласно существующему районированию, на территории провинции выделено 14 нефтегазоносных областей [1].

По фазовому состоянию залежи месторождений в регионе делятся на два основных типа – нефтяные и газоконденсатные. Нефтяные залежи как по углеводородному составу, так и по структурной приуроченности правомерно разделить на два подтипа – нефтяные залежи нефтяных месторождений и нефтяные оторочки газоконденсатных месторождений.

Обширный фактический материал, полученный в результате комплексных физико-химических и структурно-хроматографических исследований нефтей и газового конденсата на стадии геологоразведочных работ, позволяет не только охарактеризовать состав отдельно взятых залежей, но и проследить его изменение по разрезу, выявить направленность изменений фазового состояния углеводородных скоплений, установить генетическую связь залежей различного фазового состояния и т.д.

Нефтяные месторождения концентрируются в основном на территории Среднеобской и Приуральской нефтегазоносных областей. Месторождения, как правило, являются многопластовыми (до 6–8 продуктивных объектов).

К числу наиболее детально изученных месторождений Среднеобской нефтегазоносной области относятся Самотлорское, Варьеганское, Федоровское, Салымское, Балыкская группа и др.

На Самотлорском месторождении исследованы нефти нижнемеловых отложений валанжин-барремских продуктивных пластов БВ₁₀, БВ₈, АВ₄₋₅, АВ₂₋₃. Снизу вверх по продуктивным пластам низкокипящая фракция нефтей обедняется ароматическими углеводородами. В характере распределения n-алканов существенных изменений по

разрезу не наблюдается. Ряд представлен соединениями от C_5 до C_{29-30} , концентрационный минимум расположен в соединениях C_{7-8} , на долю фракции C_{5-8} приходится 38–45 % от общей суммы *n*-алканов. Однако в пласте AB_{4-5} общая закономерность нарушается: ряд заканчивается на C_{22-24} , сумма C_{5-8} составляет всего 28 %.

В аптских отложениях (пласты AB_1^{1-2} , AB_1^3) залежь нефти обогащается нефтяными углеводородами, имеет газовую шапку. Конденсат из газовой части залежи характеризуется нефтяным составом (до 77 %), причем проявляются конденсированные структуры, арены (ди- и тризамещенные бензолы) практически отсутствуют. Алканы нормального строения представлены рядом (C_5 – C_{13-14} с максимальным содержанием соединений C_8 , на долю фракции C_{5-8} приходится до 70 %).

Значительный объем исследований выполнен на Варьеганском месторождении по пластам $BВ_{10}$, $BВ_8$, $BВ_6$, $BВ_5$, $BВ_4$, $BВ_3$, в которых присутствуют различные типы флюидов. Так, в пластах $BВ_{10}$, $BВ_5$, $BВ_4$ из газовых шапок получены конденсаты, которые на 90 % состоят из низкокипящих соединений, практически не содержат серы и парафинов, в групповом углеводородном составе присутствует 3–5 % аренов, количество алканов уменьшается вверх по разрезу с 68 до 55 % при одновременном росте нефтяных с 28–30 % до 40–50 %. Количественные изменения нефтяных углеводородов четко прослеживаются и по значениям отношения метилциклогексана к нормальному гептану ($МЦГ/nC_7$), которое составляет от 0,5–0,7 в пласте $BВ_{10}$ до 1,5–2 в пластах $BВ_5$, $BВ_4$. Ряд *n*-алканов в конденсатах представлен соединениями C_5 – C_{9-12} с максимальным содержанием соединений C_7 . На долю фракции C_{5-8} приходится 55–98 % (максимальные содержания отмечаются в конденсате пласта $BВ_{10}$).

В нефтях отмечается тенденция к обогащению углеводородных скоплений нефтяными снизу вверх по разрезу. Так, значение $МЦГ/nC_7$, являющееся косвенным показателем содержания нефтяных углеводородов, изменяется от 1 до 4.

В структурном отношении нефтяные углеводороды преимущественно моноциклического строения, среди аренов преобладают бициклические структуры (замещенные нафталины). Алканы нормального строения представлены рядом C_5 – C_{27-29} , концентрационный максимум – C_8 – C_9 . Содержание легкой фракции C_5 – C_8 возрастает вверх по разрезу от 25–30 до 40–50 %, концентрационный максимум приходится

на C_8 – C_9 . В ряду алканов изопреноидного строения (iC_{11} – iC_{21}) низко-температурные соединения составляют 65–75 % (до iC_{17} включительно). Максимальным содержанием обладает iC_{14} . Отношение пристана (iC_{19}) к фитану (iC_{20}) – 1,4–1,9, а отношение суммы изопреноидов к сумме *n*-алканов – 0,3–0,4.

На основе сопоставительного анализа структурно-хроматографических характеристик конденсата и низкокипящей фракции нефти из одного и того же продуктивного пласта установлено, что все основные параметры этих флюидов аналогичны. Это свидетельствует о единстве их генетической природы.

Для нефти пластов BC_{20} (берриас) и AC_7 (готерив – баррем) Мамонтовского месторождения характерны те же изменения углеводородного состава по разрезу, что и для нефти Варьеганского месторождения. В низкокипящей фракции уменьшается количество аренов (в отдельных случаях до полного исчезновения), возрастает содержание нафтеновых углеводородов (МЦГ/*n* C_7 – от 0,5 до 1,4) и фракции C_5 – C_8 *n*-алканов (от 33 до 50 %). В структуре и характере распределения *n*-алканов высококипящей фракции изменений не наблюдается: сохраняется структура бензольных и спиртобензольных смол, где преобладают углеводородные функциональные группы (п.п. 1610, 750–900, 1460, 1380 cm^{-1}), а в спиртобензольных смолах велико участие сульфоксидных структур (п.п. 1038–1040 cm^{-1}).

Аналогичные закономерности отмечаются на Фёдоровском месторождении по продуктивным пластам BC_{10} (валанжин), AC_{5-6} и AC_4 (готерив – баррем). В низкокипящей фракции нефтей и конденсатах из газовой шапки пласта AC_4 закономерно вверх по разрезу увеличивается количество нафтеновых углеводородов, снижается доля аренов; в конденсатах нафтены обладают преимущественно конденсированным строением, что приводит к резкому снижению количества *n*-алканов C_5 – C_8 (до 40 %). Бензольные и спиртобензольные смолы сохраняют те же структурные свойства, что и в описанных выше месторождениях.

Для нефти продуктивных пластов BC_{21} , BC_6 , BC_5 (берриас) и AC_{12} (готерив – баррем) на Салымском месторождении, пластов BC_{5-6} и BC_{10} на Кочевском, пластов BC_6 , BC_2 и AC_7 на Няглогском, Вынгинском и Минчимкинском месторождениях характерны те же изменения углеводородного состава низкокипящей фракции, что и для нефтей, описанных выше: увеличивается содержание нафтенов, усложняется (до конденсированной) их структура, снижается доля ароматических угле-

водородов; по мере роста концентрации моноциклических углеводородов увеличивается выход н-алканов C_5-C_8 (с 50 до 70 %), а появление конденсированных нафтенов приводит к резкому снижению фракции C_5-C_8 (до 35–38 %). По результатам структурно-хроматографического анализа углеводородных и неуглеводородных компонентов фракции выше 200 °С установлено, что они практически не изменяют своих свойств по исследованному продуктивному разрезу.

На примере Самотлорского, Варьеганского, Фёдоровского, Мамонтовского, Салымского и других многопластовых месторождений выявлены закономерности изменения углеводородного состава залежей по продуктивному разрезу. Снизу вверх по разрезу перераспределение в составе нефтей происходит преимущественно в двух направлениях: первое связано с процессом утяжеления количества смолисто-асфальтовых компонентов, парафинов, серы и уменьшения выхода низкокипящих соединений, второе проявляется в изменении углеводородного состава низкокипящей фракции. От нижних продуктивных пластов к верхним возрастает содержание нафтенов, причем на некоторых месторождениях этот процесс сопровождается появлением конденсированных структур (Самотлорское, Минчимкинское), одновременно уменьшается (до полного исчезновения) количество ароматических углеводородов. С ростом количества нафтенов в низкокипящей фракции увеличивается концентрация н-алканов C_5-C_8 , однако появление конденсированных нафтенов сопровождается резким снижением выхода этих соединений.

Конденсаты газовых шапок сохраняют ту же тенденцию к изменению углеводородного состава вверх по разрезу, что и низкокипящая фракция нефтей, однако в верхних продуктивных пластах чаще обнаруживается присутствие конденсированных нафтенов. Конденсаты газовых шапок характеризуются следующими свойствами: плотность – 695–765 кг/м³, низкокипящая фракция достигает 85 %, сера и парафины практически отсутствуют. Групповой углеводородный состав конденсатов изменчив: на долю алканов приходится 55–87 %, нафтенов – 12–40 %, аренов – 3–10 %.

Тяжелые нефти сеноманских отложений по основным показателям (отсутствие низкокипящей фракции, преобладание в высококипящей фракции конденсированных нафтенов), очевидно, относятся к типу биодеградированных.

Зона развития газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками располагается в пределах Надым-Пурской и Пур-Тазов-

ской нефтегазоносных областей. Месторождения также являются многопластовыми со стратиграфическим диапазоном продуктивности валланжин-баррема.

Закономерности изменения углеводородного состава залежей по продуктивному разрезу Уренгойского, Новопортовского, Заполярного и некоторых других месторождений изучены детально, в настоящей статье рассматриваются вопросы изменения их фазового состояния.

В составе газового конденсата снизу вверх по продуктивным пластам закономерно увеличиваются количество нафтеновых углеводородов (имеющих в отдельных случаях конденсированную структуру) и выход *n*-алканов C_{5-8} (при наличии конденсированных нафтенов сумма C_{5-8} снижается). Концентрация ароматических углеводородов снижается до их полного исчезновения и ряд *n*-алканов сокращается в высокотемпературной области.

На рассматриваемых месторождениях степень интенсивности процесса перераспределения углеводородного состава газового конденсата по продуктивному разрезу различна. Так, на Уренгойском месторождении, где продуктивные пласты расположены в интервале глубин 3500–2500 м, отмечается плавное увеличение (снизу вверх) концентрации нафтеновых углеводородов и *n*-алканов C_{5-8} . Наиболее отчетливо эта тенденция прослеживается в самых верхних продуктивных пластах (БУ₈, БУ₈⁰, БУ₁₋₂), где количество *n*-алканов C_{5-8} возрастает от 40 до 60 % от общей суммы, а отношение МЦГ/*n*C₇ – с 3,5–3,7 до 7,0–8,0. Выше по разрезу (интервал 1800–1700 м) в пласте ПК₂₁ конденсат на 60–70 % состоит из нафтеновых углеводородов, представленных как моноциклическими, так и конденсированными структурами, и практически не содержит аренов. Проявление конденсированных нафтенов сопровождается резким снижением *n*-алканов C_5 – C_8 (до 9 %), причем основная доля приходится на октан.

На Юрхаровском, Западно-Таркосалинском, Юбилейном, Медвежьем и других месторождениях коренные изменения углеводородного состава конденсатов наблюдаются в небольшом интервале глубин разреза. Так, на Юрхаровском месторождении от пласта БУ₁₂ до пласта АУ₇ (2800–2000 м) в конденсатах практически исчезают арены, ряд *n*-алканов сокращается в высокотемпературной области (от C_{20-22} до C_{12-14}), а моноциклические нафтены вносят основной вклад в их групповой состав, т.е. тенденция в перераспределении углеводородов сохраняется та же, но процесс протекает значительно интенсивнее, чем на Уренгойском месторождении.

Во вскрытой части разреза Южно-Ямальской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областей обнаружены преимущественно газоконденсатные залежи. Характер изменения углеводородного состава конденсатов по продуктивному разрезу имеет ту же направленность, что и в рассмотренных выше месторождениях. Однако на значительных глубинах в готерив-барремской части разреза (месторождения Бованенковское, Харасавэйское) и в Усть-Енисейской области (начиная с валанжина) (месторождения Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское) наблюдается формирование залежей нафтенового состава. Следует отметить, что в групповом составе конденсатов упомянутых месторождений не только возрастает общее количество нафтеновых углеводородов, но и изменяется их структура – это преимущественно конденсированные нафтены. С появлением нафтенов конденсированного строения резко снижается содержание фракции n -алканов C_{5-8} , основу которой составляет октан, а пентан и гексан чаще отсутствуют.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что характер изменения состава и свойств конденсата в пластовом газе по продуктивному разрезу многопластовых месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции однотипен. Однако интенсивность процесса перераспределения углеводородов изменяется в зависимости от структурного положения нефтегазоносных областей. В областях, приуроченных к погруженной зоне Западно-Сибирской плиты (Надым-Пурская, Пур-Тазовская), отмечается плавное изменение углеводородного состава конденсатов снизу вверх по разрезу (количественное перераспределение), а в прибортовых зонах (Южно-Ямальская, Усть-Енисейская) – скачкообразное изменение углеводородного состава залежей (количественное и структурное перераспределение). Объяснить это явление, на наш взгляд, можно, исходя из существующего различия температурных градиентов в районах исследования. В прибортовых зонах температурный градиент составляет $3,5-5,0$ °C/100 м, тогда как в погруженных зонах он равен $2,5-3,0$ °C/100 м. Температура является определяющим фактором растворимости углеводородов (жидких и твердых) в газовой фазе. В связи с этим в зонах с повышенным температурным градиентом процесс перехода углеводородов сложного состава в газовую фазу протекает значительно интенсивнее, чем в зонах с пониженным градиентом. Как указывалось выше, для многопластовых газоконденсатных месторождений характерно обогащение конденсатов нижних залежей аренами и высокомолекулярными n -алканами (до C_{24-26}). Вверх по разрезу количество аренов уменьшается,

сокращается ряд *n*-алканов в высокотемпературной области (до C_{10} – C_{14}) с одновременным ростом выхода легкой фракции *n*-алканов C_{5-8} , что способствует интенсивному растворению нафтенов, которые становятся преобладающим компонентом конденсатов. Количество конденсата уменьшается (от 300 до 1 г/м³) в том же направлении, что объясняется низкой растворимостью относительно сложных углеводородов в газовой фазе при пониженных термобарических условиях.

Общая тенденция в изменении углеводородного состава конденсатов и количества углеводородных соединений, переходящих в газовую фазу, сохраняется в пределах всего региона. Однако в прибортовых зонах, характеризующихся повышенным температурным градиентом, рассматриваемый процесс наиболее контрастно проявляется в небольшом интервале глубин. В этом случае отмечаются не только количественное перераспределение углеводородного состава, но и существенные структурные изменения углеводородов. Выход конденсата в верхних залежах (по сравнению с нижними) резко снижается. При этом доля нормальных алканов в составе пластового газа сокращается, доля нафтенов сложного конденсированного строения возрастает и резко сокращается содержание C_{5+} (практически до 1 г/м³).

Установлено, что граница залегания сложных нафтенов в конденсатах в пределах Западно-Сибирского региона изменяется в диапазоне 1400–2600 м. Глубина границы зависит от температурного градиента. В зонах с температурными градиентами 1,6–2,3 °С /100 м сложные нафтенны обнаружены на глубине 2000–2600 м (Усть-Часельское, Юрхаровское месторождения), при градиенте 3 °С и более на глубинах, не превышающих 1500 м (Бованенковское и Самолорское месторождения).

В глубине рассматриваемой границы отмечена четкая зональность площади региона.

Граница сложных нафтенов наиболее погружена в центральных зонах Усть-Енисейского, Надым-Пур-Тазовского и Пур-Тазовского нефтегазоносных районов – 2300 м. По направлению к восточной бортовой части Западно-Сибирской платформы глубина границы поднимается до –1800 м. В северной зоне Надым-Пур-Тазовской области при переходе к Карской области граница сложных нафтенов находится на отметке –1500 м. В пределах Приуральской, Фроловской, Среднеобской областях и северной зоне Каймысовской области сложные нафтенны прогнозируются на глубине 1400–1500 м.

Нефтяные оторочки представляют собой природные системы, в которых одновременно находятся в различных количественных соотношениях соединения, присущие как конденсатам, так и нефтям. Последнее осложняет проведение сопоставительного анализа состава залежей по разрезу и соответственно выявление закономерностей изменения структурно-хроматографических параметров нефтей. По данным исследований низкокипящей фракции нефтей оторочек, установлено, что, во-первых, в едином продуктивном пласте она имеет тот же состав, что и конденсат газоконденсатного скопления, а во-вторых, изменение углеводородного состава нефтяной фракции по разрезу происходит в том же направлении, что и конденсатов газовых шапок.

Большинство исследованных нефтей оторочек относится к категории легких, в них практически отсутствуют асфальтены, смол не более 1–2 %, ряд n-алканов имеет протяженность до C₂₅–C₂₈, фракция n-алканов C₅–C₈ составляет не более 40–60 %, в классе нафтенов снижается содержание циклогексана, а арены представлены как моноциклическими, так и бициклическими соединениями.

В том случае, когда нефтяные оторочки формируются на небольших глубинах (до 1000 м), они могут быть подвержены биохимическому разрушению (Новый Порт, Русское и т.д.). В результате этого процесса нефть практически полностью теряет низкокипящую фракцию, в высококипящей фракции чаще отсутствуют n-алканы, нафтены становятся преобладающим компонентом и обогащаются конденсированными структурами; содержание смол и асфальтенов несколько увеличивается по сравнению с неразрушенными нефтяными оторочками.

Своеобразный характер изменения нефтей в залежах, расположенных вблизи дневной поверхности, дает основание отнести их к типу биодеградированных.

Список литературы

1. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1985. – 301 с.
2. Барташевич О.В. Нефтегазопроисхождение битуминология / О.В. Барташевич. – М.: Недра, 1984. – 242 с.
3. Глебовская Е.А. Применение инфракрасной спектроскопии в нефтяной геохимии / Е.А. Глебовская. – Л.: Недра, 1971. – 240 с.