

# НЕЗРЕЛЫЕ СКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ГЕНЕРИРОВАННЫЕ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ОЗЕРНЫХ ФАЦИЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КИТАЯ)

Т.Л. Виноградова, С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

Настоящее исследование является результатом научных разработок, проводимых в лаборатории анализа осадочных бассейнов ИПНГ РАН, и посвящено выявлению геохимических особенностей углеводородных (УВ) систем, генерированных незрелым органическим веществом (ОВ) в различных фациальных условиях.

Изучение геолого-геохимических закономерностей размещения УВ скоплений на примере многих нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира позволило констатировать взаимосвязь химического типа и фазового состояния нефтей и конденсатов с фациальными условиями осадконакопления исходного ОВ и его составом [1]. Так, нефти ранних генераций, образованные в различных литофациальных зонах (морских – глубоководных, мелководных и прибрежно-дельтовых; континентальных – озерных, угленосных и субугленосных), имеют свои геохимические особенности, представляющие определенный интерес [2, 3]. В настоящей статье рассмотрены физико-химические свойства и углеводородный состав нефтей, генерированных ОВ озерных фаций на ранних стадиях его преобразования на примере НГБ Китая.

Озерные отложения мезо-кайнозойского возраста континентальных фаций характеризуются в Китае широким развитием и повсеместной нефтегазоносностью. Они обнаружены в НГБ Бохайвань, Джинхан, Турфан-Хами (Турпан), Ингхей, Цайдам, Сунляо, Субей, Ордос, Сычуань и др. (более 245 НГБ, площадью 1000 км<sup>2</sup>). Незрелые и слабозрелые нефти континентального происхождения занимают важное место в Китае, и их изучению посвящены работы многих китайских исследователей [4 – 11].

Озерные отложения образовались в различных обстановках осадконакопления (солёноводных, солоноватоводных (солончатых) и пресноводных). Они представлены, главным образом, темноцветными глинами (40 – 60% от осадочных пород). Для озерных отложений характерны II тип керогена, большое содержание рассеянного ОВ в материнских породах ( $C_{орг}$  в среднем составляет 2 – 3%) и высокий выход хлороформенного битумоида (около 1,2%), что создает высокий нефтегенерационный потенциал и характеризует нефтематеринские породы как «хорошие» (Б. Тиссо, Д. Вельте,

1984). Отмеченные геохимические особенности озерных континентальных толщ, распространенных на территории Китая, предопределяют благоприятные перспективы нефтегазоносности этих отложений.

#### *Солёноводные фации*

Солёноводные (солёные) фации мелководных озерных отложений представлены [5, 7] серией эвапорито-терригенных пород палеогена и олигоцена, сложенной аргиллитом, глинистым сланцем, известняком с ангидритом, аргиллитом, обогащенным гипсом (НГБ Бохайвань, Джинхан, Джунгар и др.).

Нефти солёноводных фаций установлены (см. Приложение, табл. 1) в диапазоне глубин 1192 – 2698 м. Пластовые температуры составляют 82–87 °С. Величины показателя отражательной способности витринита ( $R_o$ ) варьируют от 0,30 до 0,55%. Нефти тяжелые и очень тяжелые (0,899–0,934 г/см<sup>3</sup>), средней сернистости и сернистые (0,7–3,07%), малопарафинистые, высокосмолистые (до 34,8%). Насыщенные УВ в них составляют 41,2–50,8%, ароматические 20,5 – 24,0%. Относительно высоко значение изотопного состава  $\delta C^{13}$  – 26,2‰.

Алканы. В нефтях из данных фаций преобладают изопреноиды фитан и пристан, отмечается незначительное количество *n*-алканов, что позволяет отнести нефти к химическому типу А-2 (рис. 1). Максимум *n*-алканов наблюдается в области *n*-C<sub>15</sub> – *n*-C<sub>17</sub>. Среди *n*-алканов доминируют четные гомологи. Отношение нечетные *n*-алканы/четные *n*-алканы (см. Приложение, табл. 2) составляет 0,46 – 1,0 [5, 6]. Установлен избыток ациклических изопреноидов. Пристан и фитан превышают *n*-C<sub>17</sub> и *n*-C<sub>18</sub>. Отношение П/*n*-C<sub>17</sub> составляет 1,5 – 2,9, а Ф/*n*-C<sub>18</sub> достигает 2,8 – 5,2. Соотношение П/Ф равно 0,4, т.е. преобладает фитан. Отмечается [11] избыток β-каротана, каротиноидной серии (пигментная из 8 изопреновых звеньев), представленной УВ C<sub>13</sub>H<sub>26</sub> – C<sub>31</sub>H<sub>62</sub>, серии витамина Е. Встречаются изопреноиды *i*-C<sub>25</sub> и *i*-C<sub>30</sub> (сквалан).

Цикланы. Средние величины биомаркерных компонентов приведены в таблице 2 Приложения. По данным [6], в нефтях солёноводных фаций НГБ Джунгар и Джинхан по сравнению с другими озерными фациями (солонатоводных, пресноводных) снижены доли моноциклических, бициклических, стерановых и тритерпановых УВ. На этом фоне выделяется повышенное количество ароматических стеранов.

Стераны. По приводимым в работе [5] результатам, стераны в нефтях солёноводных фаций НГБ Бохайвань преобладают. Отношения гопаны (Г<sub>27</sub> – Г<sub>35</sub>)/стераны

(C<sub>27</sub> – C<sub>29</sub>) равны 0,4 – 0,5. Среди стеранов доминируют стеран C<sub>27</sub> (30 – 40%) и стеран C<sub>29</sub> (35 – 39%). Присутствуют стеран C<sub>30</sub>, моноароматические и триароматические стераны (рис. 2). Наблюдается большое количество низкомолекулярных стеранов C<sub>21</sub> (прегнан, дигинан). Также обнаружены 4-метилстераны (C<sub>28</sub> – C<sub>30</sub>) (рис. 2). В нефтях мало диастеранов. Отношение диастераны/ Σ(диастераны+регулярные) стераны невелико (0,04 – 0,09). Величины отношений 20S/20(S+R) (C<sub>29</sub>) составляют 28 – 33%, что свидетельствует о слабой зрелости нефтей и ранней стадии нефтяной генерации.

Тритерпаны. Количество тритерпановых УВ в нефтях солёноводных фаций достигает 8,5% (см. Приложение, табл. 2). Они представлены гопанами от Г<sub>27</sub> до Г<sub>35</sub> (рис. 3). Доминирует Г<sub>30</sub>, много гаммацера. Отношение гаммацера/Г<sub>30</sub> составляет в среднем 1,2 – 1,3. Отношения моретан/Г<sub>30</sub> и T<sub>s</sub>/T<sub>m</sub> (Г<sub>27</sub>) равны соответственно 0,12 – 0,13 и 0,4 – 0,5. Присутствуют серии S и R гомогопанов от Г<sub>31</sub> до Г<sub>35</sub>. Отношение Г<sub>35</sub>[22S+22R]/Г<sub>33</sub>[22S+22R] составляет 0,5 – 0,15. Кроме избытка гомогопанов Г<sub>35</sub>, иногда отмечается присутствие алкенов. Согласно [6], в нефтях солёноводных и солоноватоводных озерных фаций концентрация трициклических терпанов C<sub>20</sub> – C<sub>23</sub> (ТТС<sub>23</sub> – самый высокий пик) относительно высока и содержание трициклических терпанов может быть использовано как индикатор озёрных осолонённых обстановок осадконакопления. Соотношение 20S/20(S+R)(Г<sub>31</sub>) равно 57 – 59%. Эти величины отвечают концу незрелой стадии нефтяной генерации.

Ароматические УВ. В ароматических фракциях нефтей озёрных фаций всех видов присутствуют изомеры нафталина, антрацена и фенантрена [5, 6]. Для солёноводных фаций значения метилфенантренового индекса повышены. По данным [5], в нефтях солёноводных и солоноватоводных фаций доминирует 9-метилфенантрен (9MP>2MP). В пресноводных фациях преобладает 2-метилфенантрен (2MP>9MP), при созревании его концентрация снижается.

Сернистые соединения. Высокомолекулярные сернистые компоненты, такие как тиофены, бензотиофены, дибензотиофены, их алкильные производные и производные тиофенов на прямых цепях изопреноидов, доминируют в нефтях солёноводных озёрных фаций [6]. Однако ряд сернистых соединений, несколько диметилбензотиофенов и метилбензотиофенов присутствует в нефтях пресноводных фаций.

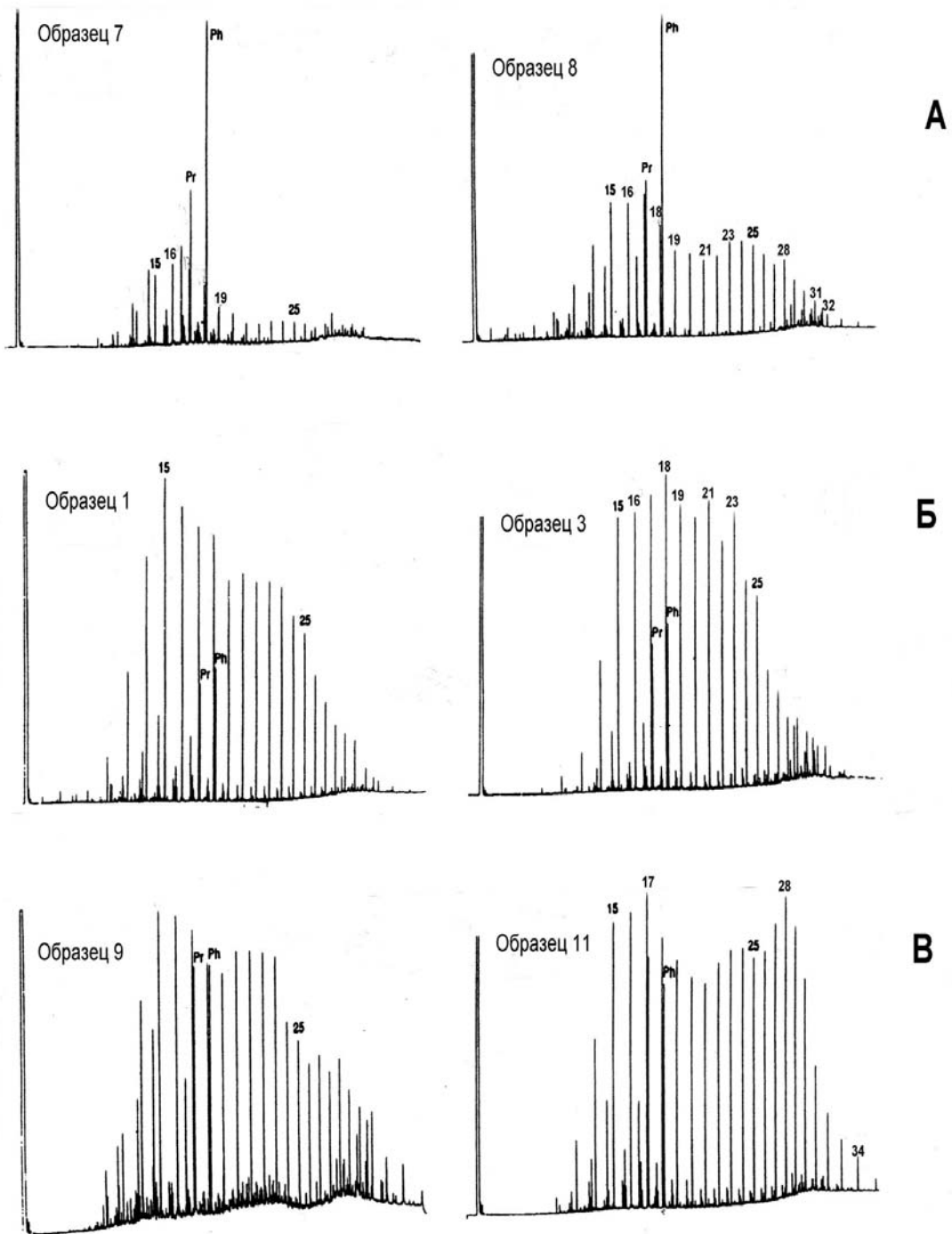


Рис. 1. Хроматограммы алкановых фракций незрелых нефтей [5].  
 Условные обозначения: А – нефти из соленоводных фаций; Б – нефти из солонатоводных фаций; В – нефти пресноводных фаций.  
 Номера на рисунке означают число углеродных атомов *n*-алканов;  
 Pr – пристан; Ph – фитан

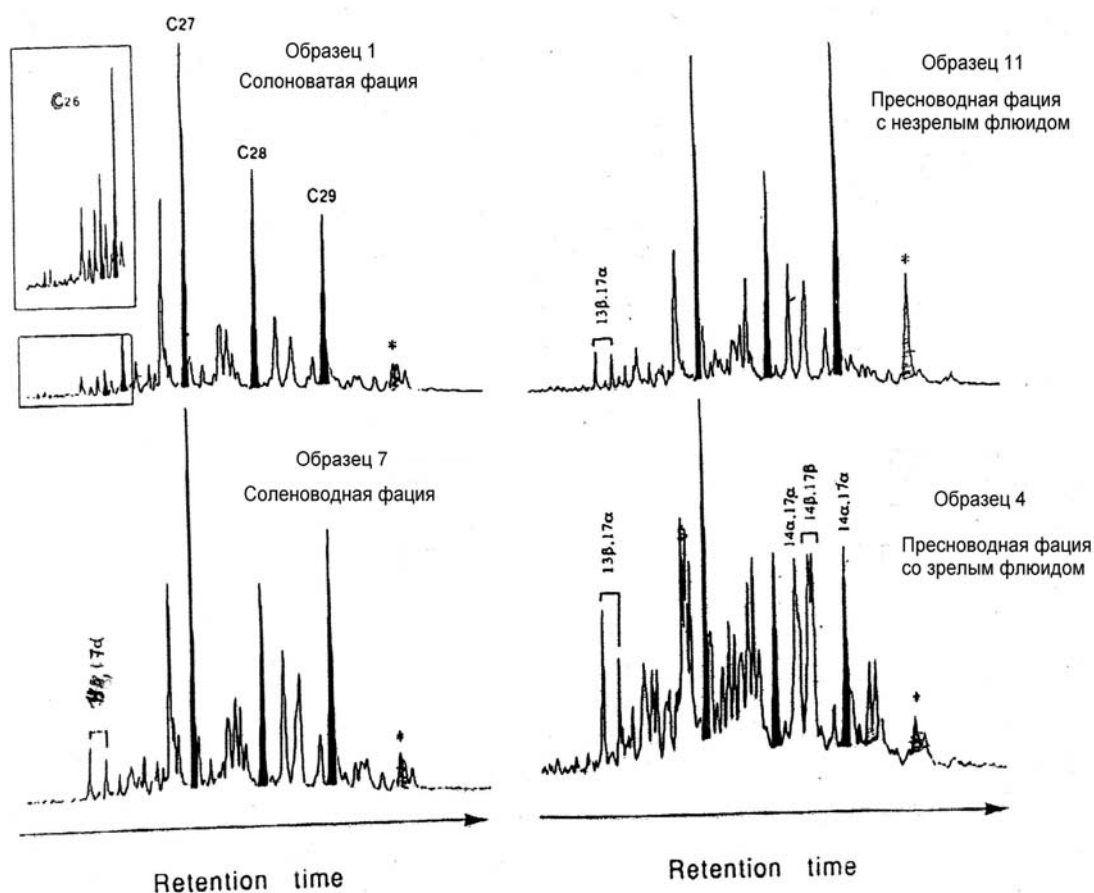


Рис. 2. Масс-хроматограмма  $m/z$ , показывающая распределение стеранов в образцах нефтей соленоводных, солоноватоводных и пресноводных фаций [5]. \*  $4\alpha$  – метил-24-этилхолестан (20R),  $C_{30}$ ; [ $14\alpha(H)$ ,  $17\alpha(H)-20R$ ] – регулярные стераны показаны черными пиками

#### Солоноватоводные фации

Солоноватоводные фации сложены серо-темно-серым сланцем, нефтяными сланцами, переслаивающимися с доломитами. Нефти солоноватоводных фаций обнаружены на глубинах 2104–3017 м в отложениях олигоцена [5], перми [4]. Нефти тяжелые, сернистые (1,1%), высокосмолистые (см. Приложение, табл. 1).

Насыщенные УВ составляют 36,6–50,0%; ароматические – 11,7–13,2%. Изотопный состав  $\delta C^{13}$  равен –(25,8‰) [5]; –(30–32‰) [4].

Алканы. В нефтях из солоноватоводных фаций (рис. 1) преобладают алканы от  $n-C_{13}$  до  $n-C_{30}$ . Максимальный их пик наблюдается на хроматограммах в области  $n-C_{15}$ – $n-C_{18}$ ; второй меньший пик в области  $n-C_{20}$ – $n-C_{23}$ . Нефть относится к химическому типу  $A^6-1$ . Величины нечетных  $n$ -алканов превосходят четные. Среди изопреноидных УВ доминирует фитан. Отношение П/Ф составляет 0,7–0,8. Доля изопреноидных УВ по

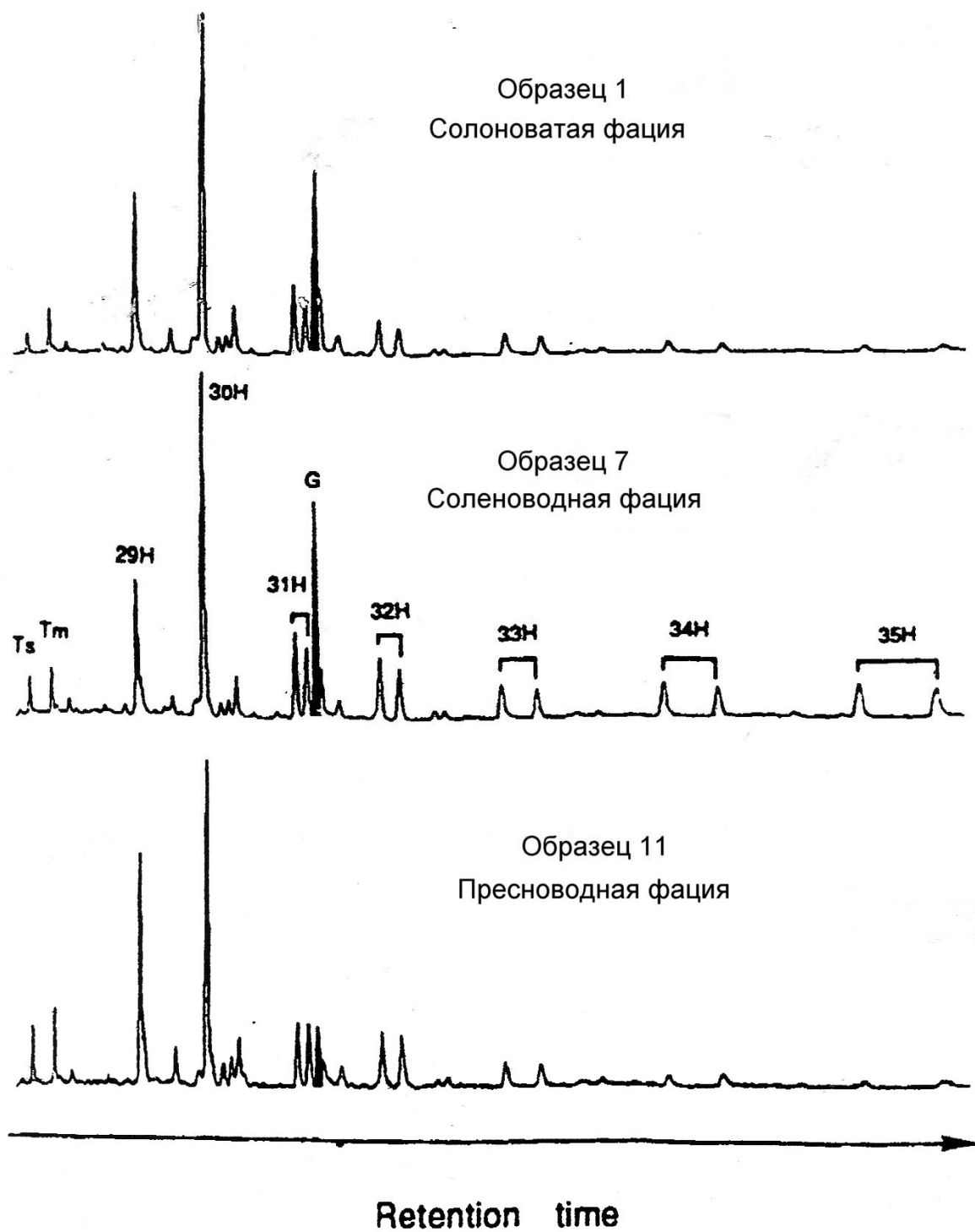


Рис. 3. Масс-хроматограммы  $m/z$  191, показывающие распределение тритерпанов в образцах нефтей из разных озерных фаций [5]. G – гаммацеран; H – гопаны.

сравнению с *n*-алканами снижена. Так, отношение П/*n*-C<sub>17</sub> равно 0,5 – 0,6, а Ф/*n*-C<sub>18</sub> – 0,5 (см. Приложение, табл. 2).

Цикланы. Среди цикланов нефтей солоноватоводных фаций по сравнению с цикланами нефтей солёноводных фаций повышены доли моноциклических, бициклических УВ, стеранов и тритерпанов [6].

Стераны. Нефти солоноватоводных фаций отличаются самым высоким содержанием стеранов (8,6%). Среди стеранов (рис. 2) доминируют C<sub>27</sub> и присутствует значительное количество стерана C<sub>26</sub>. Наблюдаются стераны состава C<sub>21</sub>: прегнан и дигинан. Пики прегнана и метилпрегнана преобладают над пиками дигинана и метилдигинана. Отношение дигинан/Σ(дигинан+прегнан) достигает 33 – 36%. Внутри группы моноароматических стеранов преобладают разности C<sub>28</sub>. Много легких моноароматических стеранов C<sub>21</sub>, наблюдаются триароматические стераны C<sub>20</sub> – C<sub>28</sub>. Для нефтей данных фаций характерна самая низкая доля триароматических стеранов C<sub>28</sub> (28 – 30%).

Величины 20S/20(S+R) не велики и составляют 20 – 30%, что говорит о незрелости нефтей.

Тритерпаны. Содержание тритерпановых УВ в нефтях солоноватоводных фаций составляет 11,3%. Они представлены гопанами от Г<sub>27</sub> до Г<sub>35</sub> (рис. 3). Преобладают Г<sub>30</sub>, много гаммацерана. Отношение гаммацеран/Г<sub>30</sub> составляет 0,4 – 0,8; моретан/гопан Г<sub>30</sub> – 0,13 – 0,16. Соотношение T<sub>s</sub>/T<sub>m</sub> (Г<sub>27</sub>) равно 0,4 – 0,5. Две последние невысокие величины присущи слабозрелым нефтям. Присутствуют гомогопаны от Г<sub>31</sub> до Г<sub>35</sub>. Отношение Г<sub>35</sub>/Г<sub>33</sub> достигает 0,4 – 0,5.

В нефтях солоноватоводных фаций наблюдаются высокие величины отношений гопаны (Г<sub>27</sub> – Г<sub>35</sub>)/стераны (C<sub>27</sub> – C<sub>29</sub>), которые составляют 0,9 – 1,1. Соотношение 22S/22(S+R) равно 53 – 58%. Эти величины отвечают слабозрелым стадиям генерации нефтей.

#### *Пресноводные фации*

Пресноводные озерные фации олигоцена представлены чередованием темно-серого сланца, темного аргиллита и нефтяного сланца [5], а юры – аргиллитами и углями, обогащенными водорослями [4].

Нефти пресноводных фаций обнаружены на глубинах 1832 – 2458 м. Нефти по плотности средние, тяжелые, среднесернистые. Насыщенные УВ составляют 32,2 – 60,5%,

ароматические УВ – 11,5 – 22,7%. Изотопный состав углерода  $\delta C^{13}$  – (27,4 – 28,8‰) (см. Приложение, табл. 1).

Алканы. В нефтях пресноводных фаций доминируют *n*-алканы от *n*-C<sub>14</sub> до *n*-C<sub>32</sub> (рис. 1). Наблюдаются два максимума: наибольший в области *n*-C<sub>15</sub> – *n*-C<sub>17</sub>, второй, меньший, на одной хроматограмме в области *n*-C<sub>20</sub> – *n*-C<sub>23</sub>, на другой хроматограмме в области *n*-C<sub>27</sub> – *n*-C<sub>29</sub>. Химический тип нефти А<sup>б</sup>-1. Отношение нечетные *n*-алканы/четные *n*-алканы достигает 0,9 – 1,1. Много пристана и фитана. Отношение П/Ф составляет 0,6 – 1,0. Доля изопреноидных УВ повышена. Отношение П/*n*-C<sub>17</sub> достигает 0,9 – 1,1, а соотношение Ф/*n*-C<sub>18</sub> равно 1,0 (см. Приложение, табл. 2).

Цикланы. Среди циклических УВ доминируют моноциклические УВ, но доля бициклических и пентациклических УВ по сравнению с другими фациями также повышена [6].

Стераны. Среди стеранов доминируют C<sub>29</sub>, но много стерана C<sub>27</sub> (рис. 2). Присутствуют моноароматические и триароматические стераны, стеран C<sub>30</sub> и диностераны, но их доля снижена. Среди моноароматических преобладает стеран C<sub>29</sub> (59%). Наблюдаются стераны C<sub>21</sub> – C<sub>22</sub>: прегнан, метилпрегнан, дигинан и метилдигинан. Отношение 20S/20(S+R) (C<sub>29</sub>) составляет 25 – 30% (конец незрелой стадии генерации нефти).

Тритерпаны. Группа тритерпанов представлена гопанами состава Г<sub>27</sub> – Г<sub>30</sub> (рис. 3). В малых количествах наблюдаются гаммацеран, Г<sub>31</sub>, Г<sub>32</sub>, Г<sub>33</sub>. Доминирует гопан Г<sub>30</sub>. Отношение гаммацеран/Г<sub>30</sub> снижается до 0,1 – 0,2. Соотношения T<sub>s</sub>/T<sub>m</sub> (Г<sub>27</sub>) и моретан/Г<sub>30</sub> составляют 0,2 – 0,7 и 0,17 – 0,28 соответственно. Отношение 22S/22(S+R) (Г<sub>31</sub>) достигает 52 – 59%, что отвечает стадиям генерации слабозрелых нефтей. В нефтях пресноводных фаций наблюдаются самые высокие отношения гопаны (Г<sub>27</sub> – Г<sub>35</sub>)/стераны(C<sub>27</sub> – C<sub>29</sub>) – 1,6 – 3,2.

Таким образом, анализ и обобщение геохимических свойств нефтей большой группы НГБ Китая из мезокайнозойских отложений показал, что они имеют отличительные особенности, связанные с их генезисом – континентальным сапропелево-гумусовым типом исходного ОВ разных озерных фаций.

1. Глубины вмещающих отложений изученных нефтей колеблются от 1192 до 3017 м.



2. Величины показателя отражательной способности витринита низкие ( $R_0=0,30 - 0,55\%$ ), что соответствует протокатагенетической стадии преобразования исходного ОВ.
3. По величине плотности нефти характеризуются как тяжелые и очень тяжелые, среднесернистые и сернистые. Общей чертой нефтей является высокое содержание гетероциклических соединений от 16,8 до 56,3%.
4. Различия между нефтями разных видов озерных фаций прослеживаются в следующем.
  - В их принадлежности к различным химическим типам, что отражается на хроматограммах (см. рис. 1). Хроматограммы нефтей из солёноводных фаций характеризуют нефть химического типа А-2 (см. рис. 1А). На них четко видно преобладание пиков изопреноидных УВ над пиками *n*-алканов. Хроматограммы нефтей из солоноватоводных и пресноводных фаций соответствуют нефти типа А<sup>б</sup>-1 (см. рис. 1Б, В), где пики *n*-алканов доминируют над пиками изопреноидных УВ. Здесь же в распределении *n*-алканов прослеживаются два максимума: первый в области *n*-C<sub>15</sub> – *n*-C<sub>18</sub>, второй в области *n*-C<sub>20</sub> – *n*-C<sub>23</sub> и *n*-C<sub>27</sub> – *n*-C<sub>29</sub>.
  - По соотношению нечетные *n*-алканы/четные *n*-алканы выделяются нефти из солёноводных фаций, в которых доминируют четные *n*-алканы. В нефтях солоноватоводных и пресноводных фаций преобладают нечетные *n*-алканы.
  - Изопреноиды состава от *n*-C<sub>13</sub> до *n*-C<sub>25</sub> господствуют в нефтях солёноводных фаций, причем среди изопреноидных УВ преобладает фитан. Отмечается избыток бициклического изопреноида β-каротана и присутствие УВ каротиноидной серии.
  - Среди циклических УВ в нефтях солёноводных фаций по сравнению с нефтями других озерных фаций снижены доли моноциклических, бициклических, стерановых и тритерпановых УВ. Нефти солёноводных фаций отличаются высокой концентрацией трициклических терпанов C<sub>20</sub> – C<sub>29</sub>, повышенными содержаниями гаммацерана и присутствием гомогпанов Г<sub>31</sub> – Г<sub>35</sub>.
  - Ароматические УВ, представленные изомерами нафталина, антрацена и фенантрена, установлены в нефтях всех видов фаций, в то время как

сернистые соединения доминируют в нефтях солёноводных фаций, а в нефтях других видов фаций их количество незначительно.

Таким образом, при изучении углеводородного состава незрелых, нефтей Китая выявлена взаимосвязь распределения в них широкого спектра УВ-биомаркеров с литофациальными особенностями исходного ОВ. Разнообразие фациальных обстановок, характеризующих захоронение и преобразование исходного ОВ, отражается в особенностях геохимии нефтей, что является еще одним важным доказательством органического происхождения нефти. Выявленные УВ показатели нефтей рекомендуется использовать при геохимической корреляции нефтей и ОВ, а также при прогнозе их физико-химических свойств и УВ состава.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Виноградова Т.Л., Пунанова С.А. Углеводородные системы ранней генерации // Геохимия. 2009. № 1. С. 103 – 108.
2. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Геохимические особенности незрелых углеводородных скоплений морских глубоководных фаций // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 7. С. 37 – 46.
3. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Геохимия нефтей ранней генерации прибрежно-дельтовых и морских мелководных фаций // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 41 – 51.
4. Чэн Кемин, Щон Ин. Новые данные в теории нефтегазообразования в континентальных отложениях Китая // Труды Российско-Китайского семинара по нефтегазовой геологии. Пекин. (Китай): Изд-во нефтяной промышленности. М., 2003. С. 14 – 35.
5. Chen Zhilin, Zhou Guangjia, Alexander R. A biomarker study of immature crude oils from the Shengli oilfield, People's Republic of China // Chem. Geol., 1994. Vol. 113. P. 117 – 132.
6. Fan Fu, Li Jinggui. Characteristics of biomarkers from nonmarine crude oils in China-A. Review // Chinese J. Geochem. 1991. Vol. 10, № 2.
7. Fu Jiamo, Sheng Guoying, Peng Pingan et al. Peculiarities of salt lake sediments as potential source rocks in China // Org. Geochem. 1986. Vol.10. P. 119 – 126.

8. Katz B.J. The Green River shale: an Eocene carbonate lacustrine source rock // Petroleum Source Rocks. Berlin; Heidelberg: Springer – Verlag, 1995. P. 309 – 324.
9. Sumei Li, Maowen Li, Xiongqi Pang, Zhijun Jin. Origin of “immature oils” in the Jinhu depression of Subei basin, Eastern China // Proc. 20<sup>th</sup> IMOOG. Nancy (France), 2001. P. 408 – 409.
10. Wang Jianbao, Guo Yutai, Xiao Xianming, Liu Dehan. Oil-generating models of two types of source rocks in Dongyun depression of Shengli oil field, China // Proc. 20<sup>th</sup> IMOOG. Nancy (France), 2001. P. 385 – 386.
11. Zhang Linye, Zhang Shouchun, Zhang Chunrong et al. The mechanism of immature oil generation in lake facies in Jiyang depression, China // Proc. 20<sup>th</sup> IMOOG. Nancy (France), 2001. 382 – 384.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1.

### Геолого-геохимическая характеристика неморских нефтей Китая [4, 5, 7, 11]

№ п/п	Параметры	Озерные фации		
		Нефти солёно-водных фаций	Нефти солоноватоводных фаций	Нефти пресноводных фаций
1	Глубина, м	1412 – 2698 1192 – 2440	2104 – 3017	1832 – 2458
2	Возраст	палеоген	олигоцен	олигоцен
3	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,899 – 0,934	0,892 0,849 – 0,92	0,868 – 0,957
4	Сернистость, S, %	0,7 – 1,7	1,1	0,5 – 0,7
5	Изотопный состав, ‰			
	$\delta C^{13}$	- 26,2	- 25,8	- (27,4 – 28,8)
	$\delta D$	- 135,4	-	-146,8
	$\delta S^{34}$	+4,97	+7,5	+10,4
6	Компонентный состав, %:			
	Насыщенные УВ	41,2 – 50,8	36,6 – 50,0	32,2 – 60,5
	Ароматические УВ	20,4 – 24	11,7 – 13,2	11,5 – 22,7
	Гетероциклические соединения+асфальтены	28,4 – 34,8	38,0 – 50,2	16,8 – 56,3

Таблица 2.

### Распределение УВ соединений и их соотношения в неморских нефтях Китая [5 – 11]

№ п/п	Параметры	Озерные фации		
		Нефти солёно-водных фаций	Нефти солоноватоводных фаций	Нефти пресноводных фаций
1	2	3	4	5
Алканы				
1	Нечетные <i>n</i> -алканы/четные <i>n</i> -алканы (СРІ)	0,46 – 1,0	1,1 – 1,2	0,9 – 1,1
2	Максимумы в распределении <i>n</i> -алканов	<i>n</i> -C <sub>15</sub> – <i>n</i> -C <sub>17</sub>	<i>n</i> -C <sub>15</sub> – <i>n</i> -C <sub>18</sub> <i>n</i> -C <sub>20</sub> – <i>n</i> -C <sub>23</sub>	<i>n</i> -C <sub>15</sub> – <i>n</i> -C <sub>18</sub> <i>n</i> -C <sub>20</sub> – <i>n</i> -C <sub>23</sub>
3	Модальность распределения	мономодальный	бимодальный	бимодальный
4	П/Ф	0,4	0,7 – 0,8	0,6 – 1,0
5	П/ <i>n</i> -C <sub>17</sub>	1,5 – 2,9	0,5 – 0,6	0,9 – 1,1
6	Ф/ <i>n</i> -C <sub>18</sub>	2,8 – 5,2	0,5	1,0
Цикланы				
7	Циклические УВ, %: [6]			
	Моноциклические	10,2	15,7	17,0
	Бициклические	3,9	4,2	5,0
	Стераны	3,7	8,6	5,0
	Ароматические стераны	2,3	0,6	0,2
	Терпаны	8,5	11,3	15,6

1	2	3	4	5
8	Стераны C <sub>27</sub> – C <sub>29</sub> , %: [5]			
	C <sub>27</sub>	30 – 40	39 – 40	30 – 42
	C <sub>28</sub>	25 – 31	30 – 35	26 – 27
	C <sub>29</sub>	35 – 39	26 – 30	32 – 44
	C <sub>30</sub>	+	+	+
9	Диастераны/диастераны+регулярные стераны C <sub>27</sub>	0,04 – 0,09	0,02 – 0,05	0,05 – 0,10
10	Дигинан, 14β(H), 17β(H)/дигинан+прегнан 14α (H), 17α (H)	29 – 50	33 – 36	35 – 49
11	Моноароматические стероиды, %:			
	C <sub>27</sub>	17 – 20	23 – 31	≈14
	C <sub>28</sub>	33 – 37	42 – 51	≈27
	C <sub>29</sub>	45 – 50	26 – 27	≈59
12	Триароматические стероиды, %	41 – 52	28 – 30	36 – 59
13	20S/20(S+R), стеран C <sub>29</sub> , %	28 – 33	20 – 30	25 – 30
14	C <sub>29</sub> /5β+ ββ, %	20 – 29	18 – 21	24 – 30
15	C <sub>21</sub> +C <sub>22</sub> /C <sub>27</sub> – C <sub>29</sub> (стераны), %	0,8 – 1,7	0,9 – 1,4	1,5 – 2,5
16	C <sub>21</sub> /C <sub>21</sub> – C <sub>29</sub> моноароматические стероиды, %	7 – 15	14 – 20	19 – 20
17	C <sub>20</sub> +C <sub>21</sub> /C <sub>26</sub> – C <sub>28</sub> триароматические стероиды, %	3,0 – 3,7	2,8 – 3,5	2,9 – 7,1
<b>Тритерпаны</b>				
18	Трициклические терпаны	Высокая концентрация	Средняя концентрация	Низкая концентрация
19	Гаммацеран/гопан (G/Г <sub>30</sub> )	0,4 – 1,1	0,4 – 0,8	0,1 – 0,2
20	T <sub>s</sub> /T <sub>m</sub>	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5	0,2 – 0,7
21	моретан/гопан	0,12 – 0,13	0,13 – 0,16	0,17 – 0,28
22	22S/22(S+R), Г <sub>31</sub> , %	57 – 59	53 – 58	52 – 59
23	Г <sub>30</sub> /Г <sub>29</sub>	>1	>1	>1
24	Гопаны Г <sub>31</sub> – Г <sub>35</sub> , %	+	+	+
25	Г <sub>35</sub> /Г <sub>33</sub>	0,5 – 1,5	0,4 – 0,5	0,4 – 0,6
26	Гопаны (Г <sub>27</sub> – Г <sub>35</sub> )/стераны (C <sub>27</sub> – C <sub>29</sub> )	0,4 – 0,5	0,9 – 1,1	1,6 – 3,2
27	<b>Сернистые соединения</b>			
	Тиофены	Доминируют		
	Бензотиофены			
	Дибензотиофены и их алкильные производные			Концентрации незначительны
28	[C <sub>30</sub> 4-метил-24-этилхолестан (20R)]/ C <sub>29</sub> 5α(H), 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан	0,10 – 0,19	0,13 – 0,21	0,18 – 0,65
29	4-метилстераны C <sub>28</sub> – C <sub>30</sub>	+	+	+