

References

1. Balakirov Ju. A. Termodinamicheskie issledovaniya fil'tracii nefi i gaza v zalezah : monografiya / Ju. A. Balakirov. – M. : Nedra, 1969. – 189 s.
2. Konoplev Ju. V. Geofizicheskie metody kontrolja za razrabotkoj nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij : ucheb. pos. / Ju. V. Konoplev. – Krasnodar : KubGU, 2006. – 200 s.
3. Usenko V. F. Issledovanie nefjanyh mestorozhdenij pri davlenijah nizhe davlenija nasywenija : monografiya / V. F. Usenko. – M. : Nedra, 1967. – 260 s.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА НЕФТЕЙ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Смирнова Татьяна Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Распределение залежей углеводородов в пределах вала Карпинского имеет определенную тенденцию. При движении с юга на север отмечается четкая закономерность в зональности залежей нефти и газа по геологическому разрезу. Изменение плотности большинства нефтей с глубиной залегания и зависимость свойств углеводородов от термодинамических условий.

Ключевые слова: вал Карпинского, отложения, углеводороды, нефть, газ, конденсат, Каспийское море.

GEOCHEMICAL PATTERNS OF CHANGES IN THE COMPOSITION OF OIL, GAS AND CONDENSATE FIELDS IN WESTERN CASPIAN SEA

Smirnova Tatiana S., C.Sc. in Geology and Minerology, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Oleg I., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Head of Chair, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

The distribution of hydrocarbons within the shaft Karpinski is a definite trend. When moving from south to north has been a clear pattern of zonation in the oil and gas deposits on the geological section. Changing the density of the majority of oils with depth and the dependence of properties of hydrocarbons on the thermodynamic conditions.

Key words: shaft Karpinskogo, sediment, hydrocarbons, oil, gas, condensate, the Caspian Sea.

Продуктивные залежи Прикумского района выявлены по всему разрезу отложений триасового, юрского, нижне- и верхнемелового, а также палеогенового комплексов. В зоне сочленения вала Карпинского с Маньчским прогибом (Комсомольско-Артезианская группа) залежи углеводородов обнаружены в байосских и нижнеаптских отложениях. На южном склоне вала Карпинского, в Каспийско-Камышанской зоне основная масса скоплений углеводородов приурочена к апт-неокомским, а в западной части вала Карпинского – к

палеогеновым отложениям. Еще севернее в сводовой части вала Карпинского основная нефтегазоносность связана с отложениями альба, и в ряде скважин промышленные притоки газа получены из отложений верхнего мела. Таким образом, с юга на север на территории Северо-Восточного Предкавказья происходит последовательное исключение из продуктивного разреза нижних горизонтов.

В пределах исследуемой территории глубины залегания углеводородов варьируют значительно. В соответствии с этим в значительной степени меняются и температуры, оказывающие воздействие на свойства углеводородов. Начиная с конденсатов и нефти Улан-Хольского месторождения, представляющих совершенно прозрачные, легкие, светлые жидкости, почти полностью выкипающие до 200 °С, жидкие углеводороды на территории исследования демонстрируют собой все возможные промежуточные состояния.

Физико-химические свойства нефтей мезозойских отложений претерпевают значительные изменения как по площади, так и по разрезу. Нефти относятся к метановым со значительным содержанием нефтяных углеводородов. Плотность юрских нефтей закономерно увеличивается в пределах каждой тектонической зоны с юга на северо-восток. В этом же направлении изменяется содержание смол и парафинов. С юга на север отмечается уменьшение плотности нефтей неокомских и юрских отложений и увеличение их парафинистости.

Физические свойства и фракционный состав нефтей изменяются с глубиной по разрезу, плотности уменьшаются от 0,865–0,835 г/см³ для нефтей палеогеновых и верхнемеловых отложений до 0,830–0,820 г/см³ для нижнемеловых и юрских нефтей. Вязкость нефтей с глубиной изменяется весьма незначительно. В хадумских нефтях (Прикумская зона) количество легких фракций, выкипающих до 150 °С, достигает 23 %, в апт-неокомских нефтях их содержание в среднем – 20 %, а в юрских нефтях содержание легких фракций снижается до 11 % в Прикумской зоне и до полного исчезновения в тинакской и разночиновской нефтях.

Изменение количества парафинов, асфальтенов и смол в нефтях Северо-Восточного Предкавказья также подтверждает зависимость свойств нефтей от глубины. Содержание парафиновых углеводородов вниз по разрезу возрастает от 10–15 % в хадумских нефтях (Прикумская зона) до 15–25 % в меловых и 25–30 % в юрских нефтях. Количество асфальтенов и смол с глубиной уменьшается. В меловых нефтях содержание асфальтенов достигает 1,2–0,7 %, а в юрских не превышает 0,4–0,1 %. Такая же закономерность отмечается в изменении сернистости нефтей. В верхнемеловых нефтях количество серы достигает 0,26–0,28 %, в юрских же нефтях содержание серы уменьшается до 0,01 %.

Используя параметры для генетической зональности углеводородов, нефти исследуемого региона и сопредельных областей по геохимическим условиям залегания можно разбить на две группы. Основная масса нефтей по всем показателям залегает, независимо от возраста вмещающих отложений, в I-й геохимической группе катагенеза.

Они залегают на глубинах свыше 1800 м при пластовых температурах свыше 85 °С, имеют плотности менее 0,84. Нефти I-й группы характеризуются показателем, свойственным углеводородам, претерпевшим значительные изменения. Они содержат наибольший процент бензинов, выкипающих до 150 °С, характеризуются повышенным содержанием твердых парафинов и незначительным содержанием серы.

Таким образом, выделяется ряд геохимических закономерностей для нефтей Северо-Восточного Предкавказья:

- снижение удельного веса с увеличением глубины;
- снижение смолистости с глубиной;
- снижение смолистости сопровождается увеличением парафинистости;
- хорошо заметна обособленность сернистых нефтей.

Они отличаются высокой смолистостью, ввиду чего нарушают общую геохимическую закономерность.

Количество выделяемого конденсата на 1 м³ газа колеблется в значительных пределах – от 45,7 см³ на Нарын-Худукском месторождении до 679 см³ на Улан-Хольском месторождении. Отмечается зависимость конденсатогазового фактора от термодинамических условий залежи, т.е. чем выше температура и давление, тем больше содержание конденсата в газе. Наблюдается прямая зависимость между содержанием в пластовом газе пентанов и количеством выделяющегося конденсата, причем оба эти фактора находятся в соответствии с термодинамическими условиями пласта.

Конденсаты разделяются на три группы: южную, центральную, северную. Южную группу составляют тяжелые конденсаты месторождений Прикумского вала (Равнинное, Солончаковое и др.). Центральную группу составляют конденсаты месторождений северного склона Прикумского вала (Русский хутор, Сухокумское, Восточно-Сухокумское и др.). Северную группу составляют конденсаты вала Карпинского (Улан-Хольское, Ермолинское, группа Камышанских и др.).

В пределах вала Карпинского конденсаты приурочены к отложениям нижнего мела на глубинах 2250–2000 м. Конденсат неокомской залежи Улан-Хольского месторождения имеет плотность 0,73 г/см³, а Черноземельского – 0,77 г/см³. Плотность конденсатов аптских залежей Камышанской группы и Улан-Хольского месторождения – 0,75–0,76 г/см³. Выход бензина из конденсатов неокомских залежей достигает 65–77 %, из конденсатов же аптских залежей составляет 55–68 %.

На рисунке 1 показан характер распределения группового углеводородного состава нефтей по фракциям. В этом отношении особенно интересны нефти Каспийского месторождения. Распределение по фракциям углеводородов каспийской нефти подтверждает одинаковое содержание метановых (от 80 до 90 %) во всех фракциях до 400 °С и 5 % ароматических во фракции до 200 °С с незначительным повышением их в более высоких фракциях, отсутствие нафтеновых в низкокипящих фракциях и небольшие их количества (до 10 %) во фракциях 250–400 °С. Из графика распределения ароматических углеводородов в легких фракциях видно, что содержание гомологов бензола четко повышается от фракции к фракции (от бензольной 60–95 °С через толуольную 95–122 °С к ксилольной 122–150 °С). Такое распределение характерно для нормального течения процессов катагенеза, при котором высшие гомологи ароматических соединений преобразуются в простые.

В нефтях с высокой плотностью главная масса ароматических углеводородов концентрируется в высших фракциях и на тех же графиках, взятые для сравнения нефти месторождений Южной Эмбы (плотности 0,88 – значительно более высокие, чем у нефтей Калмыкии) характеризуются резким увеличением содержания ароматических углеводородов с повышением темпера-

турных фракций. В легких нефтях распределение ароматических углеводородов по фракциям более равномерное.

Тяжелые конденсаты Прикумской зоны (месторождения Степное, Равнинное и др.) характеризуются таким же резким повышением ароматических углеводородов в высококипящих фракциях. В легких конденсатах наблюдается понижение количества ароматических соединений с повышением температуры выкипания фракций.

В распределении метановых углеводородов наблюдается различие в относительных количествах их в разных фракциях. Подобные закономерности наблюдаются и у конденсатов (рис. 2).

В конденсатах распределение метановых углеводородов имеет ярко выраженный характер. Содержание метановых углеводородов в конденсатах Калмыкии подчеркивает резкое повышение количества метановых от низко к высококипящим фракциям, что указывает на незаконченность происходящих процессов метаморфизации УВ.

Распределение нафтеных углеводородов по температурным фракциям как нефтей, так и конденсатов имеют одинаковый характер во фракциях. Отмечается зона почти одинакового содержания нафтеных в средних фракциях и понижение их в более высококипящих. Каспийские нефти отличаются характерным распределением нафтеных: полным отсутствием их в низкокипящих фракциях и несколько более высоким их содержанием в высококипящих. Такое распределение углеводородов подтверждает превращение более сложных нафтеных углеводородов в простые до полного их превращения в метановые и ароматические.

Из сравнительной характеристики газов нижнеальбских месторождений вала Карпинского можно сделать вывод об определенной тенденции в изменении их свойств. Газы сводовой части вала Карпинского в направлении от Цубукского к Промысловскому месторождению закономерно изменяют свой состав от более тяжелых и жирных на западе к более легким и сухим на востоке. Эти изменения происходят в основном за счет уменьшения содержания тяжелых углеводородов.

На южном склоне вала Карпинского, в Ермолинско-Улан-Хольской зоне с погружением пластов и ужесточением термодинамических условий в газах суммарное содержание углеводородов снижается до 90–92 %, против 95–98 % в газах сводовой части вала Карпинского; возрастает содержание углекислого газа и азота соответственно до 1,1–2,9 % и 4,0–0,5 % против 0,3–1,1 % и 0,1–0,8 % в сводовой части вала Карпинского. Газы сводовой части вала Карпинского содержат метана в среднем 88–98 % и его тяжелых гомологов не более 5–6 %, в газах южного склона вала Карпинского содержание метана снижается до 70–80 %, количество же тяжелых углеводородов возрастает до 10–15 %. Особенно характерно изменение в содержании пентанов. Если в газах сводовой части вала Карпинского пентаны практически отсутствуют (за исключением газов газонефтяных месторождений, где их содержание достигает 1,1 %), то в газах месторождений южного склона вала Карпинского количество пентанов возрастает до 1,2 %, что обусловило существование фактора конденсации углеводородов. Это является прямым следствием увеличения растворимости в газах с глубиной и температурой тяжелых углеводородов.

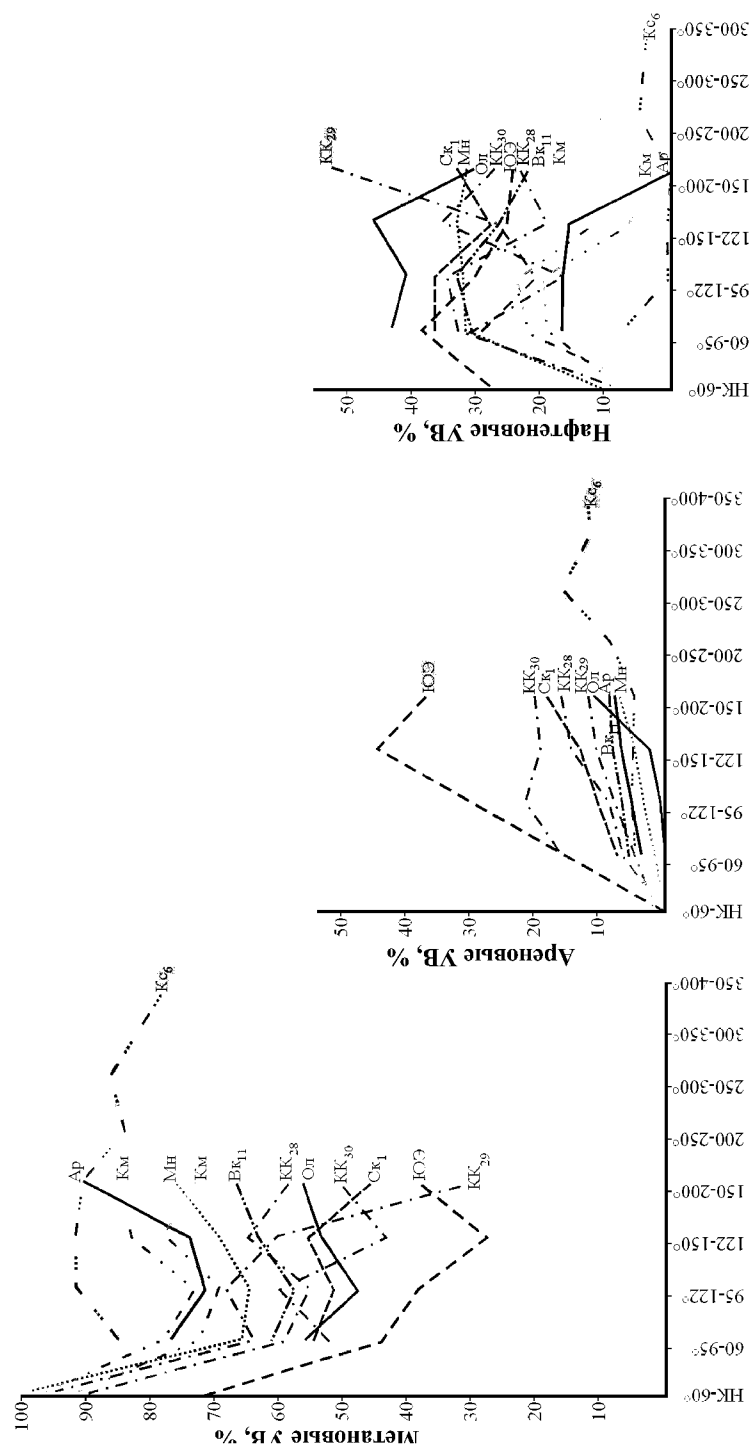


Рис. 1. Групповой углеводородный состав нефтей по фракциям (составила Т.С. Смирнова).
Условные обозначения: Ар – Артезианское, Вк – Восточно-Камышанское, КК – Красно-Камышанское, Км – Комсомольское, Кс – Каспийское, Мн – п-ов Мангышлак, Ол – Олейниковское, Сс – Северо-Камышанское, Сп – Степное, ЮЭ – Южная Эмба

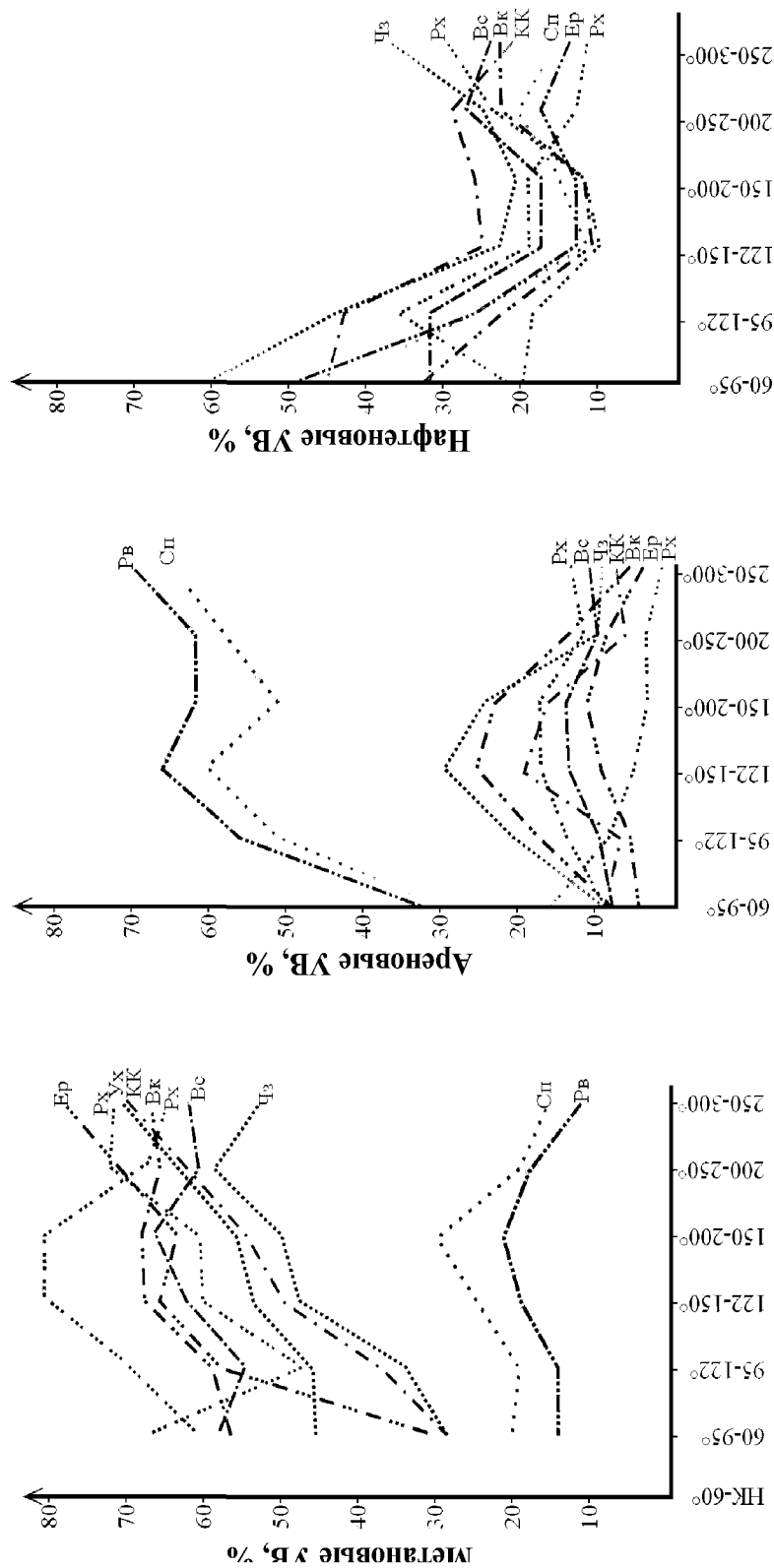


Рис. 2. Групповой углеводородный состав конденсатов по фракциям (составила Т.С. Смирнова).
Условные обозначения: месторождения: Вк – Восточно-Камышанское, Вс – Восточно-Сухокумское, Вр – Ермолинское, КК – Красно-Камышанское, Сп – Степное, Рв – Репное, Рх – Равнинное, Ух – Улан-Хольское, Чз – Черноземельское

В западном направлении по воздыманию пластов и уменьшению жесткости современных термодинамических пластовых условий происходит уменьшение плотности газов нижнемеловых залежей за счет увеличения доли метанов и уменьшения содержания его тяжелых гомологов. В этом же направлении происходит увеличение содержания азота (почти в 2 раза) и уменьшение количества углекислого газа. Приведенная характеристика газов нижеальбских залежей южного склона вала Карпинского свидетельствует об их высокой степени метаморфизации.

Содержание углеводородов в газах нижеаптских залежей южного склона вала Карпинского, в Камышанско-Улан-Хольской зоне газонакопления, почти одинаково во всех залежах и составляет в среднем 93 %. Однако в распределении компонентов как среди углеводородной, так и неуглеводородной части наблюдаются различия. Если в красно-камышанских и улан-хольских залежах в содержании метана четкого изменения не отмечается, то в содержании этана и пропана имеется тенденция к увеличению, а в содержании бутана и пентана – к уменьшению в восточном направлении. Количество углекислого газа в восточном направлении уменьшается, содержание же азота увеличивается.

Газы, растворенные в нефтях, отличаются от газов залежей резким увеличением плотности и жирности. Для качественного сравнения приводится характеристика газов по Красно-Камышанскому месторождению. Увеличение жирности нефтяных газов по сравнению со свободными газами происходит за счет уменьшения содержания метана и увеличения количества этана, пропана и бутана.

Таким образом, общей для всех регионально продуктивных горизонтов тенденцией является уменьшение доли метана в газах и увеличение содержания в них этана, пропана и бутана с увеличением пластовых давлений и температур.

Весьма интересно распределение по залежам «гипергенных» газовых компонентов. С севера на юг, от вала Карпинского к Прикумско-Тюленевскому, с погружением пластов увеличивается содержание углекислого газа, причем с увеличением температуры и давлений происходит обогащение газов диоксидом углерода. Если количество тяжелых углеводородов в газах увеличивается в 20 раз, то в подобных условиях количество углекислого газа увеличивается в 40 раз. Следовательно, наличие углекислого газа в газах оказывает значительное влияние на перераспределение компонентов углеводородной смеси залежей.

Увеличение количества углекислого газа в газах с увеличением давления и температуры в месторождениях Северо-Восточного Предкавказья является аномальным. Из всех гипотез более обоснована точка зрения, объясняющая увеличение с глубиной количества углекислого газа процессами деструкции органического вещества пород, при которой углекислый газ рассматривается как побочный продукт гидрогенизации органического материала, а также как продукт декарбоксилирования жирных кислот в жестких условиях. Реакция декарбоксилирования высокомолекулярных жирных кислот с образованием метанового углеводорода и углекислоты может идти уже при температурах более 50–70 °С; жирные кислоты на пути превращения в углеводороды отщепляют от молекул карбоновых кислот углекислый газ. Это положение имеет принципиальное значение. А.Н. Виноградов и Э.М. Галимов показали, что «все» органическое вещество не

могло стать исходным для нефти, и что основными исходными для нефти биохимическими компонентами органического вещества послужили жирные кислоты, давшие начало метано-нафтеновым фракциям нефти. Следовательно, высокое содержание углекислого газа может служить подтверждением вывода о происходящих и в настоящее время процессах углеводородообразования в породах южных погруженных Манычских районах исследуемой территории.

Физико-химические особенности нефтей и конденсатов

Геохимические исследования нефтей отчетливо выявляет (табл. 1) широкое разнообразие их состава и свойства. Здесь встречаются нефти от очень легких ($d_4^{20} = 0,762$) до тяжелых ($d_4^{20} = 0,9358$). Значительно изменяются показатели преломления ($n_D^{20} = 1,4370-1,5100$) и молекулярный вес (M_r от 114 до 308). Температура застывания нефтей колеблется в очень больших пределах от минус 66 °С до плюс 16 °С, т.е. одни теряют подвижность уже при комнатной температуре, другие – лишь при минус 66 °С.

Весьма изменчиво содержание серы и парафина. Есть нефти бессернистые и сернистые (0,74; 1,6; 2 %), беспарафиновые и сильнопарафинистые (до 27 % парафина). Содержание смолистых веществ в основном не превышает 6 %, хотя в отдельных нефтях количество акцизных смол, объединяющих всю совокупность смолисто-асфальтеновых веществ, достигает 14,16 %.

Бензиновые фракции (Н.к. – 200 °С) в отдельных нефтях отсутствуют или составляют не более 2–6 %, в большинстве же нефтей бензинов очень много – 30–37 и даже 75 %. Неодинаково и общее количество светлых нефтепродуктов, выгоняющихся до 300 °С: в одних случаях их выход достигает 95 % (в основном 53–61 %), в других – 23–33 %. Остатки отгона фракций до 550 °С не превышают 13 %.

Юрские залежи и нефтепроявления

Геохимический анализ нефтей юрских залежей вала Карпинского подтверждает общность их свойств. Нефти представляют собой застывающую при плюс 16 °С, коричневатую-зеленую массу с плотностью $d_4^{70} = 0,7724$ и показателем преломления $n_D^{70} = 1,4320$, что при пересчете соответствует $d_4^{20} = 0,8050$ и $n_D^{20} = 1,4512$, молекулярный вес – 290. Нефти бессернистые, высокопарафинистые (27 % парафина), малосмолистые. В твердом асфальтосмолистом остатке доля асфальтенов весьма высока (4,1 % смол и 2,7 % асфальтенов). Сумма дистиллятных фракций, выгоняющихся до 450 °С, составляет 85,4 %, остаток от перегонки – 11,2 %.

Нефти закипают при 60 °С и до 200 °С выгоняется до 32,3 % дистиллятных фракций. Причем наибольший выход падает на самую легкую и самую тяжелую бензиновые фракции.

Все фракции отличаются чрезвычайно высоким содержанием метановых углеводородов, превышающих 94 % (в расчете на фракцию). Содержание ароматических углеводородов несколько увеличивается от фракции к фракции в пределах от 5,2 до 7,5 %. Нафтеновые углеводороды присутствуют только в легко кипящей фракции. В среднем групповой состав углеводородов, выкипающих в пределах Н.к. – 200 °С, определяется следующим соотношением (сумма по расчету фракции) углеводородов: метановых – 90,6 %,

нафтеновых – 2,7 %, ароматических – 6,7 %. На долю керосиновых фракций (200–300 °С) приходится максимальный выход – 47 %. Основная масса парафинов приходится именно на эти фракции.

Средний структурно-групповой состав дистиллатной части определяется следующим соотношением углеводородов (Н.к. – 450 °С): метановых – 88 %, нафтеновых – 4,5 %, ароматических – 7,5 % (рис. 3).

В опорной скважине 1 Артезиан была получена проба нефти с глубины 3496–3510 м. Извлеченная холодной экстракцией нефть легкая, плотностью

$d_4^{20} = 0,8033$, с низким показателем преломления и молекулярным весом

$\eta_D^{20} = 1,4533$; $M_r = 209$). Застывает при температуре минус 8 °С. Среди компонентов преобладают масла, более 98 %, смолы и асфальтены играют подчиненную роль (смол силикагелевых 1,57 %, асфальтенов 0,13 %). Твердые углеводороды (более 16 %) преобладают в высококипящих фракциях и остатке от перегонки свыше 550 °С.

Групповой состав нефти Артезианской площади определяется величиной содержания: метановых углеводородов – 81,1 %, нафтеновых – 10,7 %, ароматических – 8,2 %. На основании приведенных данных можно сделать заключение о метановом характере этой нефти. Метановые углеводороды представлены как жидкими, так и твердыми компонентами. Как и нефть Каспийского месторождения, эта нефть относится к метаморфизованному типу. В этой же скважине при опробовании интервалов 3397–3400 м и 3116–3122 м были получены притоки пластовых вод с газом. Газ содержал метана 83 %, тяжелых углеводородов – до 17 % (рис. 4).

Начало кипения нефти – плюс 70 °С, до 200 °С выкипает 24,3 %, фракции керосинов составляют 25,1 %. На долю суммарного дистиллята (Н.к. – 550 °С) приходится 81,8 % (рис. 4). Остаток от перегонки составляет 15,8 %. Среди бензиновых фракций наблюдается постепенное увеличение отгона по мере повышения температуры кипения от 2,1 % для фракции Н.к. – 95 °С и до 11,6 % для фракции 150–200 °С. Очень велика метанизация фракции. Самая низкая метанизация (72 %) характерна для фракции 95–122 °С, самая высокая (90 %) – для фракции 150–200 °С. Метанизация остальных фракций характеризуется промежуточными значениями.

Южнее, уже за пределами вала Карпинского, в аналогичных отложениях северо-восточной окраины Ставропольского края, известны крупные нефтяные месторождения. По своим свойствам нефти легкие, парафинистые, мало-смолистые и бессернистые. Нефть на месторождении Озек-Суат в интервале 3411–3417 м из песчаников байосса имеет плотность $d_4^{20} = 0,8359$, показатель преломления – 1,4586, молекулярный вес – 290.

До температуры плюс 38 °С нефть представляет собой твердую, коричневатую-зеленую массу. Бензиновые фракции составляют всего 12 %, керосины – 22,2 %; масляный дистиллат – 43,9 %, остаток от перегонки до 550 °С равен 20,6 %. На твердые углеводороды-парафины приходится почти половина (41,3 %) общей массы нефти. Доля смол и асфальтенов очень мала и составляет соответственно 3,4 и 0,5 %.

Физические свойства и химический состав нефтей и конденсатов месторождений Калмыкии, Астраханского региона и сопредельных территорий (составила Т.С. Смирнова)

Таблица 1

	№ скв	Интервал отбора	Физические свойства				Компонентный состав					Дистилляты		Групповой состав			Остаток от перегонки
			d ₄ ²⁰	ρ _D ²⁰	Мг	t °C заст.	парафин	смолы силикател.	асфальтены	сера	Н.к. – 200 °С	Н.к. – 300 °С	мета-новые	нафте-новые	ароматические	%	
Олейниковское	41	974–977	0,8166	1,4676	180	-66	5,74	3,66	0,61	0,27	36,4	59,8	58,4	32,6	9,0	20	
	21	978–983	0,8163	1,4610	181	-57	4,76	4,07	0,58	0,0	36,0	61,3	58,5	30,4	10,1	20	
	45	989–991	0,8308	1,4666	187	-53	6,42	3,95	0,87	0,17	35,2	57,6	58,2	31,3	10,5	13	
	19	978–982	0,8288	1,4642	186	-60	6,73	5,06	1,15	0,0	31,1	53,0	59,0	30,3	10,7	22	
	23	914–915	0,8252	1,4624	194	+5	10,36	2,71	0,46	0,0	32,5	57,2	63,3	25,8	10,9	25	
Межевое (конденсат)	57	888–900	0,7645	—	—	—	—	—	—	—	96	98	—	—	—	—	
Межевое (нефть)	64	839–839	0,922	—	—	-18	0,54	—	—	0,19	13,5	39,5	—	—	—	—	
Тенгутинское	103	1045–1046	0,8189	—	—	+16	8,48	—	—	0,25	28	55	—	—	—	—	
	119	1128–1132	0,8167	—	—	—	11,2	—	—	0,37	29	52	—	—	—	—	
	126	1127,5–1129,5	0,8344	—	—	—	23,4	—	—	0,34	18	47	—	—	—	—	
	—	3300	0,8335	—	—	—	20	—	—	—	13	36	86	3	11	12	
Ермолинское (конденсат)	20	—	0,762	1,4370	114	—	0,44	—	—	0,02	75	95	66	12	22	1,0	
Ермолинское (нефть)	9	2214–2221	0,7695	1,4371	162	—	—	0,47	0,08	0,08	60,4	88,3	68,5	22,2	9,3	—	
Красно-Камышанское	12	2235–2241	0,8074	1,4680	192	—	—	—	—	0,14	41	63	77,4	12,6	10,0	14,6	
Каспийское	5	1873–1878	0,8117	—	—	7	6,6	—	—	0,35	32	54	—	—	—	—	
Разно-чиновское	6	1006–1008	0,9358	1,5100	269	-27	0,0	5,37	0,36	0,74	0,0	33,3	35,6	53,4	11,0	9,2	
Каратон	54	770	0,8932	1,4985	258	-21	0,0	2,99	0,35	—	2,8	20,9	48	30,5	21,5	12,9	
	6	2242–2252	0,8052	1,4512	228	—	27,0	4,1	2,7	0,0	32,3	79,3	88	4,5	7,5	11,2	
Каспийское	14	2287–2303	0,8075	1,4538	232	—	17	—	—	—	33,9	56,6	82,7	9,3	8,0	17,8	
	1	1373–1383	0,9192	—	—	—	1,33	—	—	2,0	6	23	—	—	—	—	
Бешкульское	2	1376–1383	0,8822	1,4852	234	—	1,40	—	0,60	1,62	17	45	39,4	47,5	13,1	8,2	
	6	13145–1440	0,8867	1,4952	292	-12	6,5	8,39	0,37	0,0	6,1	39,6	52,4	40,4	7,2	32,2	
Тинаки	3-р	1439–1440	0,9092	1,4990	308	-39	1,1	11,1	0,37	0,0	0,8	36,5	42,0	44,5	13,5	9,8	
Артезиан	1-р	3486–3510	0,8033	1,4532	209	-8	16,2	1,57	0,13	0,0	24,3	49,4	80,0	11,1	8,9	15,8	
Зимняя ставка	38	3411–3417	0,8359	1,4580	—	38	41,2	3,4	0,5	0,0	12	34,2	83,6	9,6	6,8	20,6	
Кулсары	—	496	0,862	—	—	—	6,4	1,5	0,0	0,12	8	38	33	57	10	12	

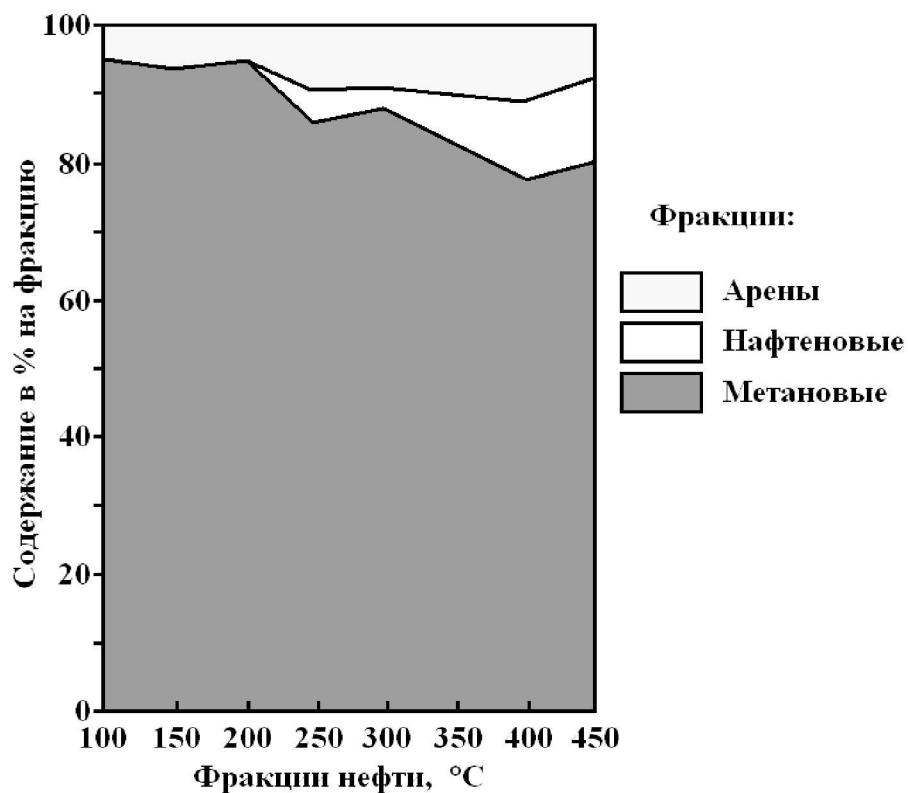


Рис. 3. Фракционный состав юрской нефти Каспийского месторождения (скв. 6)
(составила Т.С. Смирнова)

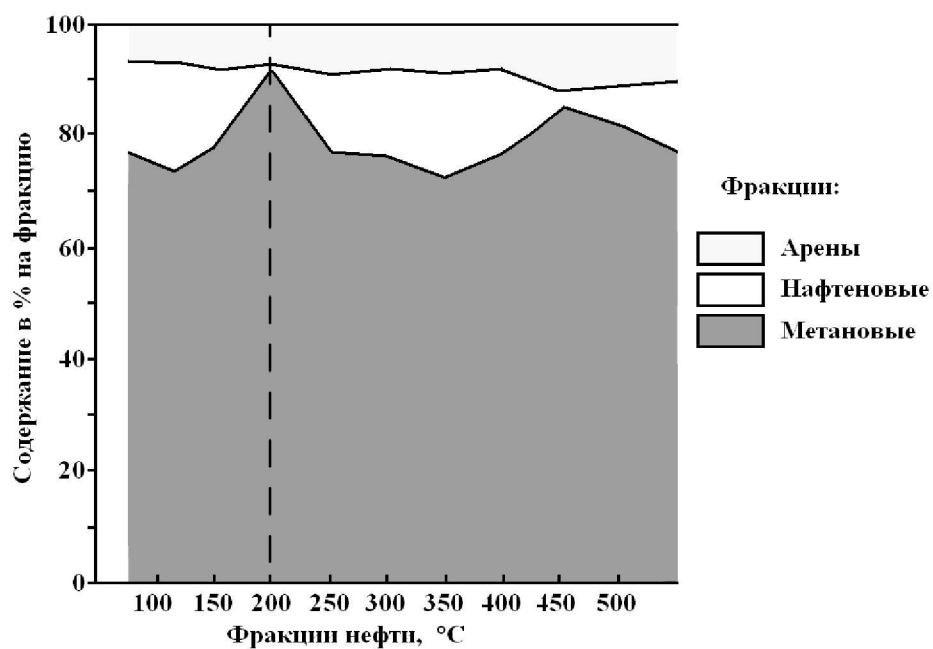


Рис. 4. Фракционный состав нефти юрских отложений (Артезианская опорная скв.,
содержание парафина – 24,3 %). Составила Т.С. Смирнова

По структурно-групповому составу (рис. 5) преобладают метановые углеводороды (74,3 % в бензиновых фракциях и 83 % в дистиллятных фракциях, выкипающих выше 200 °С). Содержание циклических структур относительно велико: 12,5 % ароматических и 13,2 % нафтеновых в бензинах и постепенно уменьшается в дистилляте (6,8 % ароматических и 9,6 % нафтеновых).

В пределах зоны Астраханских поднятий в юрских отложениях выявлено одно промышленное и ряд непромышленных залежей нефти. На Бешкульской площади в породах средней юры (байоссе) открыта нефтяная залежь (рис. 6).

Нефть представляет собой вязкую темно-коричневую жидкость высокой плотности. Плотность d_4^{20} нефти колеблется от 0,8822 до 0,9192. Эти нефти несут типичные черты вторичных гипергенных изменений. По сравнению с описанными нефтями вала Карпинского и нефтями Восточного Предкавказья, нефть Бешкульского месторождения отличается высоким показателем преломления ($n_D^{20} = 1,4852$) и молекулярным весом до 234, низкой парафинистостью (до 1,40 %), большим содержанием серы (1,62 %) и акцизных смол (16,0 %).

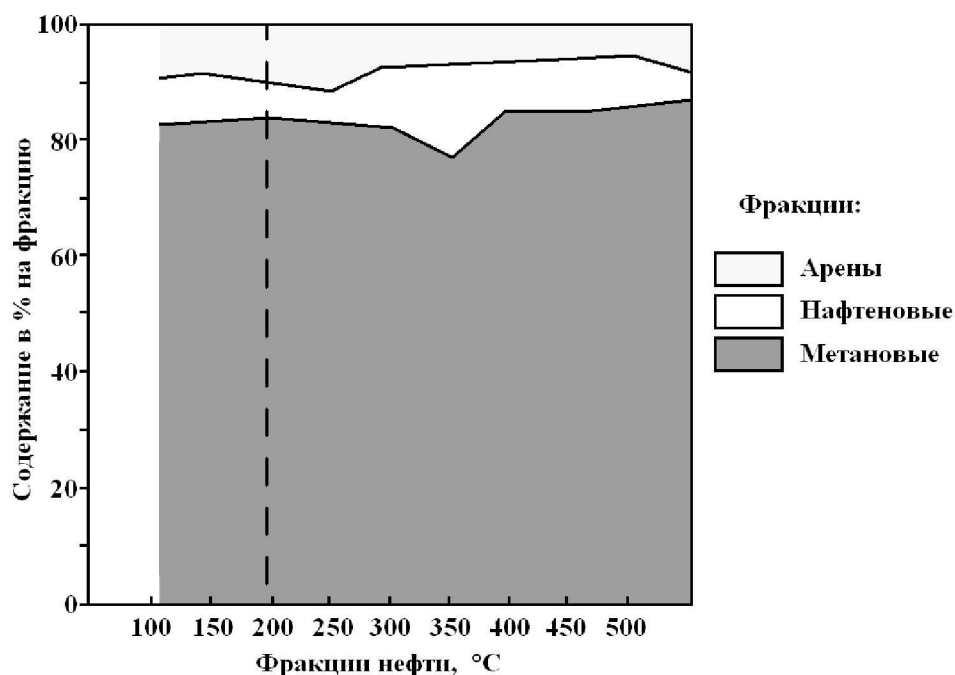


Рис. 5. Фракционный состав нефти юрских отложений (Зимняя Ставка, Озек-Суат, содержание парафина – 41,3 5 %). Составила Т.С. Смирнова

Нефть начинает кипеть при 60 °С, однако до 200 °С отгоняется лишь 20 % (в нефти из скв. 1 количество бензиновых фракций едва достигает 6 %). В этой нефти преобладают керосиновые фракции (41–35 %). До 550 °С выгоняется более 91 % фракций. Остаток от перегонки невелик, всего около 6 %.

По групповому углеводородному составу (Н.к. – 550 °С) преобладают нафтеновые углеводороды, составляющие более 46 % от фракций. Количес-

во метановых углеводородов несколько меньшее – 43,9 %, ароматических – около 9 %.

Из диаграммы фракционного состава (рис. 6) нефти видно постепенное возрастание доли нафтеновых углеводородов и уменьшение метановых, с повышением температуры кипения фракции. Количество ароматических углеводородов минимально в низкокипящих бензиновых фракциях (2–4 %). В высокотемпературном бензине (фракция 150–200 °С) количество ароматических углеводородов возрастает до 10 %. В керосиновых фракциях их содержание падает до 4–6 %. В масляных фракциях доля ароматических углеводородов вновь неуклонно растет до 19,5 % во фракции 500–550 °С.

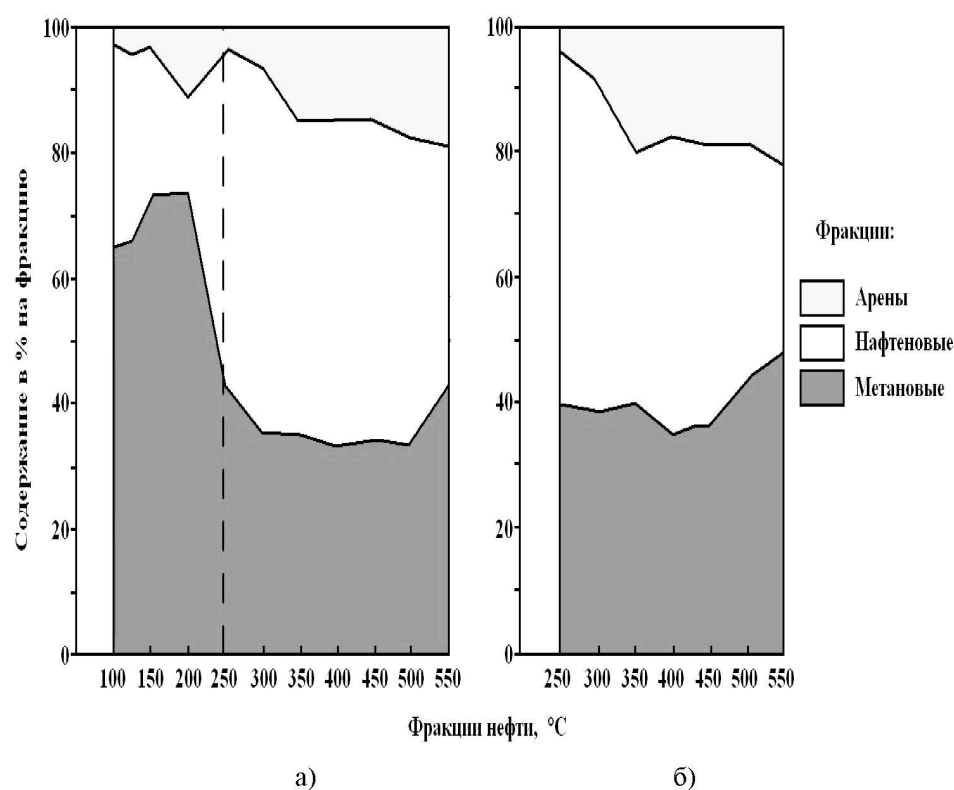


Рис. 6. Фракционный состав юрской нефти (Бешкульское месторождение, скв. 2, а) устьевая проба, б) глубинная проба). Составила Т.С. Смирнова

Признаки нефтеносности юрских отложений в смежном регионе отмечены на Тинакской площади. Здесь в скв. 3 и 5 из песчаников байосса, залегающих несколько ниже по разрезу, чем в скв. 2 Бешкульской, при опробовании пласта 1439–1440 м были получены притоки пластовых вод с обильными притоками нефти (в скв. 3 нефти 700 л/сек.). По физическим свойствам нефть относится к тяжелой, плотность $d_4^{20} = 0,9092$, показатель преломления $n_D^{20} = 1,4990$, молекулярный вес – 292.

Нефть теряет подвижность при температуре плюс 39 °С. Такая высокая вязкость нефти вызвана большим содержанием силикагелевых смол – 11,1 % и асфальтенов – 0,37 %.

Парафинистость нефти низкая до 1,1 %, затвердевает при температуре 54,3 °С. Нефть начинает кипеть при температуре 130 °С, причем выкипает несколько капель до 150 °С. Содержание бензиновых фракций Н.к. – 200 °С незначительно и составляет 0,8 %. Выход керосиновых фракций 200–300 °С составляет 35,7 %. Из масляных фракций (300–550 °С) минимальный выход имеет фракция 300–350 °С (4,5 %). Общее содержание фракций 300–550 °С составляет 53,2 %; преобладают тяжелые масла. Остаток после отгона фракций, выкипающих до 550 °С, небольшой (до 9,6 %).

Диаграмма фракционного состава нефти Тинакской площади иллюстрирует, что по мере увеличения температур кипения фракций возрастает содержание углерода в парафиновых и ароматических структурах и происходит постепенное уменьшение содержания углерода в нафтеновых структурах.

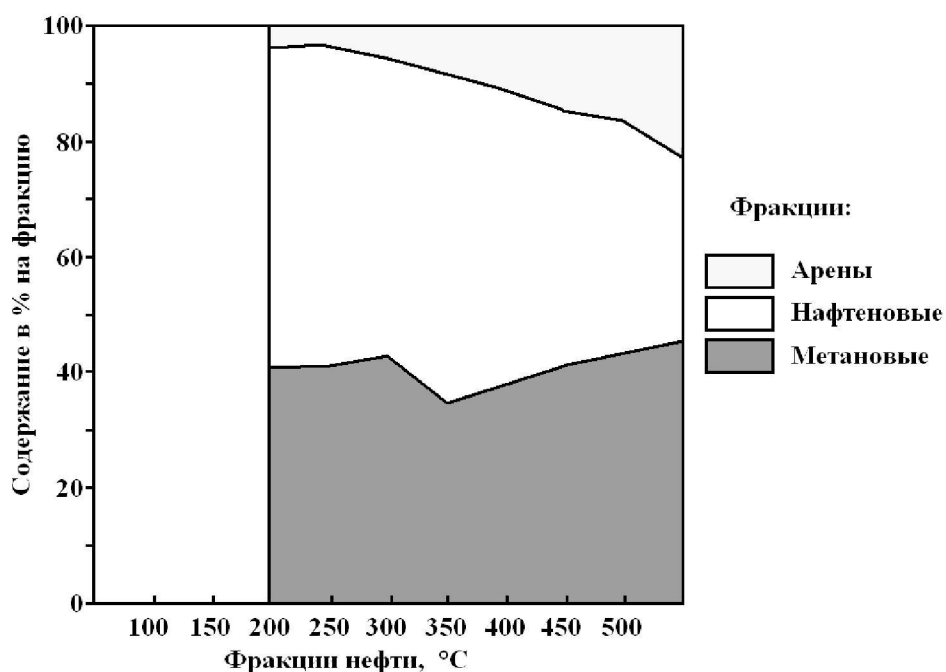


Рис. 7. Фракционный состав нефти юрских отложений (месторождение Тинаки, скв. 3; содержание парафина – 1,1 %). Составила Т.С. Смирнова

На Кирикилинской площади из пород байосса с глубины 1314–1319 м получены притоки нефти с дебитом от 300 до 500 л/сут. По физическим свойствам нефти относятся к утяжеленным. Плотность нефти $d_4^{20} = 0,8867$, показатель преломления $n_D^{20} = 1,4952$, молекулярный вес – 292. Нефть теряет подвижность при минус 12 °С. Содержание силикагелевых смол достигает 8,39 %, асфальтенов – 0,37 %, парафина – 6,5 %. Закипает нефть при 70 °С, однако до 135 °С выкипает лишь несколько капель. Содержание бензиновых фракций составляет 6,1 %. Среди углеводородов этих фракций по 46,1 % со-

ставляют метановые и нафтеновые; ароматические – 7,8 (рис. 8). На рисунке 8 приведено соотношение групп углеводородов во фракциях. Фракция 200–250 °С характеризуется максимальным обогащением нафтеновыми углеводородами, сумма которых достигает 56 %; ароматические углеводороды отсутствуют. С повышением температуры кипения фракций до 450 °С появляются и возрастают количества ароматических углеводородов (от 0 до 16 % во фракции 400–450 °С).

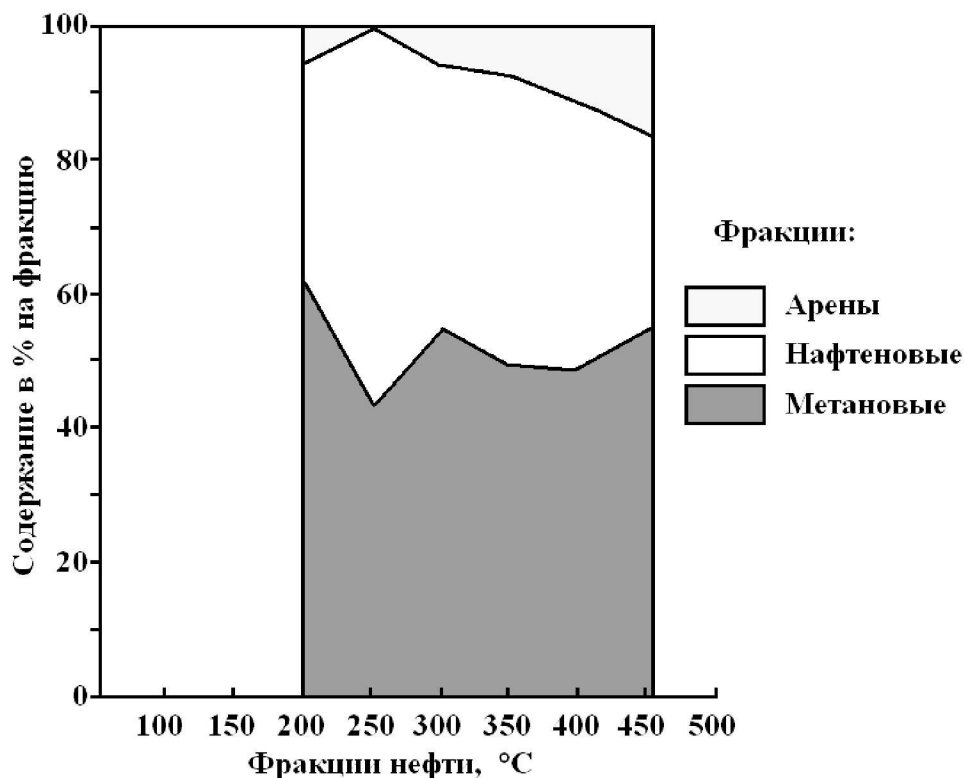


Рис. 8. Фракционный состав нефти юрских отложений (месторождение Кирикили, скв. 6; содержание парафина – 6,5 %). Составила Т.С. Смирнова

Количество метановых углеводородов имеют пики во фракциях 250–300 °С и 400–450 °С. Во фракции 400–450 °С количество нафтеновых углеводородов уменьшается до 29–30 %. Твердые углеводороды появляются во фракции 400–450 °С и достигают максимума в остатке от перегонки. Содержание керосиновых фракций велико и достигает 34 %, причем преобладают фракции 250–300 °С. Выход фракций до 450 °С составил 24 %, остаток более 450 °С достигает 33,2 %.

Нижнемеловые залежи и нефтепроявления

К нижнему мелу на описываемой территории приурочены основные залежи нефти, природного газа и конденсата.

Из апт-неокомских пород на Ермолинской площади получены притоки конденсата и газа с нефтью (табл. 2). Нефть легкая, плотность d_4^{20} составляет 0,8001. По компонентному составу она на 99 % состоит из масел, среди

них: 10,4 % парафина, смол около 1 %, кокс составляет 0,36 %, зола – 0,14 %, сера – 0,16 %. Нефть начинает кипеть при 80 °С и до 200 °С выкипает около 28 % фракций. Количество керосиновых фракций, выкипающих до 300 °С, достигает 33 %; до 350 °С отогнано 76 %.

В скв. 7, расположенной на северном крыле складки, близ водонефтяного контакта получена нефть с плотностью 0,8391 (рис. 9). Нефть парафинистая, твердые парафины составляют 17 %, довольно смолистая (около 12 % акцизных смол), малосернистая (0,19 %), при комнатной температуре представляющая собой застывшую массу светло-коричневато-зеленого цвета (табл. 2). Кокс достигает 1,41 % (самая высокая коксуемость из нефтей рассматриваемой территории), золы очень мало – около 0,02 %. Отличается нефть большей окисленностью. Нефть сходна с нефтью Каспийской аптской залежи. Нефть начинает кипеть при температуре 91 °С. До 200 °С выкипает примерно 17 %, до 300 °С около 43 %. До 350 °С отгоняется 62 % нефти. Твердые парафины появляются уже в первой бензиновой фракции и проявляются в дальнейшем во всех остальных фракциях нефти. Смолисто-асфальтеновые вещества приурочены к высокотемпературному остатку.

В скв. 20, заложенной в сводовой части Ермолинского поднятия, в интервале 2222–2228 м был получен конденсат с плотностью 0,762, молекулярный вес составлял 114, показатель преломления – 1,4370. Начало кипения – 27 °С. До температуры 319 °С отгоняется 95 % конденсата; остаток составляет один процент. Содержание серы и парафина в конденсате незначительно – 0,02 и 0,44 % соответственно. Около 35 % приходится на фракции, выкипающие до 100 °С, бензины вообще составляют около 75 %.

По структурно-групповому составу конденсат имеет метановый характер. Тем не менее велико количество ароматических углеводородов. Средний состав дистиллята (а, по существу, самого конденсата) определяется содержанием: метановых углеводородов до 54,8 %, нафтеновых до 25,6 %, ароматических до 19,6 %. Содержание ароматических углеводородов одинаково во всех фракциях (около 19 %), лишь в самой низкипящей фракции оно достигает 10 %.

Распределение нафтеновых углеводородов варьирует в широких пределах, уменьшаясь по мере увеличения температуры отгона фракции (от 45 до 12 %). Указанный состав конденсата отвечает типу первичной газоконденсатной залежи, проявляющемуся во фракционно-возрастающей метанизации и наличии твердых парафинов.

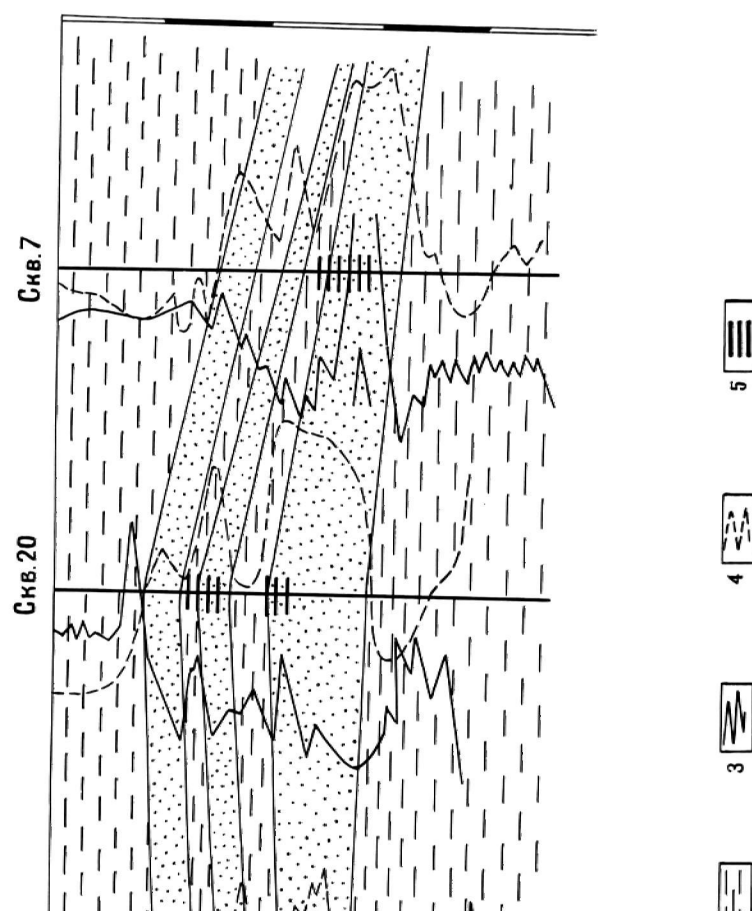
В скв. 9 на западной периклинали поднятия испытанием в интервале 2224–2222 м получен конденсат, характеризующийся следующими свойствами: плотность – 0,769; молекулярный вес – 162, показатель преломления – 1,4371.

По компонентному составу преобладают масла (99 %). Смолы составляют 0,5 %, асфальтены – 0,08 %. Содержание парафина – около 7 %. По фракционному составу более 60 % составляют бензины, из них 1/3 приходится на долю тяжелых бензинов, выкипающих в интервале 150–200 °С. Суммарный дистиллят, выгоняющийся до 280 °С, составляет 87,3 %. Остаток от перегонки (около 10,2 %), составляют масла, твердые парафины и смолисто-асфальтеновые вещества. По сравнению с конденсатом из скв. 20 здесь значительно уменьшается количество легкокипящих бензинов (табл. 2) и тяжелых керосинов.

Таблица 2

Характеристика конденсатов и нефтей Ермолинского, Красно-Камышанского и Восточно-Камышанского месторождений
(составила Т.С. Смирнова)

№ скв.	Месторождение	Интервал отбора, м	Удельный вес d_4^{20}	Фракционный состав по Энглеру, °С							Компонентный состав, %					Содержание углеводородов		
				Н.к.	100	120	200	250	300	350	парафин	смолы	сера	кокс	зола	метановые	нафтеновые	арены
7	Ермолинское	2222–2266	0,8391	91,0	1,0	12	17	24	43	62	17,1	12,1	0,19	1,41	0,02	–	–	–
9		2214–2222	0,7744	80	4	30	49	64	75,5	84	6,91	0,8	0,16	0,14	следы	–	–	–
9	Неоком	2242–2244	0,8001	81	1,5	10	28	44,5	61	76	10,4	–	–	0,36	0,14	–	–	–
9	Апт	2214–2222	0,7695	60	24	39,6	60,4	78,4	87,3	–	7	0,55	0,08	–	–	62,5	22,2	9,3
20	Апт	2214–2228,5	0,762	27	30	50,4	68,2	83,0	92	–	0,44	–	0,02	–	–	55,3	25,2	19,5
9	Красно-Камышанское апт	2253–2257	0,8704	–	–	–	–	–	–	–	14,9	–	0,16	1,46	–	–	–	–
9		2253–2257	0,8068	75	4	22	33	44	55	62,6	9,4	–	0,16	1,02	–	–	–	–
5	Восточно-Камышанское апт	2191–2197	0,7497	75	12	54	74,5	87	94,5	–	0,43	–	0,03	–	–	–	–	–



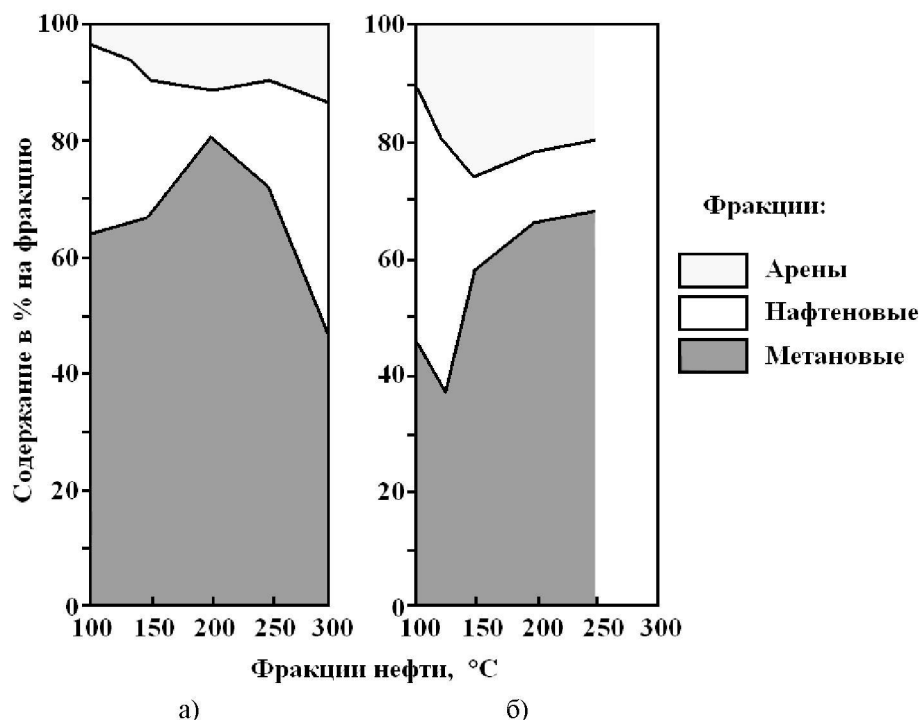


Рис. 10. Фракционный состав конденсата аптских отложений Ермолинского месторождения: а) скв. 9, содержание парафина – 10 %; б) скв. 20, содержание парафина – 0,44 % (составила Т.С. Смирнова)

По групповому химическому составу конденсаты имеют метановый характер, при этом происходит сокращение ароматических углеводородов. Средний групповой состав дистиллята характеризуется следующим содержанием углеводородов: метановых до 68,5 %, нафтеновых до 22,2 %, ароматических до 9,3 % (рис. 10). С повышением температуры кипения фракций уменьшается доля нафтеновых углеводородов, возрастает процент ароматических, и особенно метановых, углеводородов (рис. 10). На Красно-Камышанской площади вскрыта газоконденсатная залежь в аптских породах (рис. 11). Проба представляет собой светло-зеленую, коричневую жидкость, плотностью 0,8074, молекулярный вес – 226, показатель преломления – 1,4680, конденсат малосернистый (содержание серы – 0,14) и почти бессмолистый. Содержание парафина – около 14 %. При фракционной разгонке наблюдается постепенное уменьшение количества отгона бензинов (от 10,9 % при Н.к. – 95 °C и до 4,4 % при 122–150 °C). Выход фракции 150–200 °C резко возрастает до 18,8 %. Общее количество бензиновых фракций достигает 40 %. Керосиновые фракции составляют 33 %, фракции, выгоняющиеся в интервале 350–500 °C, при нормальной температуре (20 °C) представляют собой застывшую зеленовато-желтую массу, представленную главным образом парафинами.

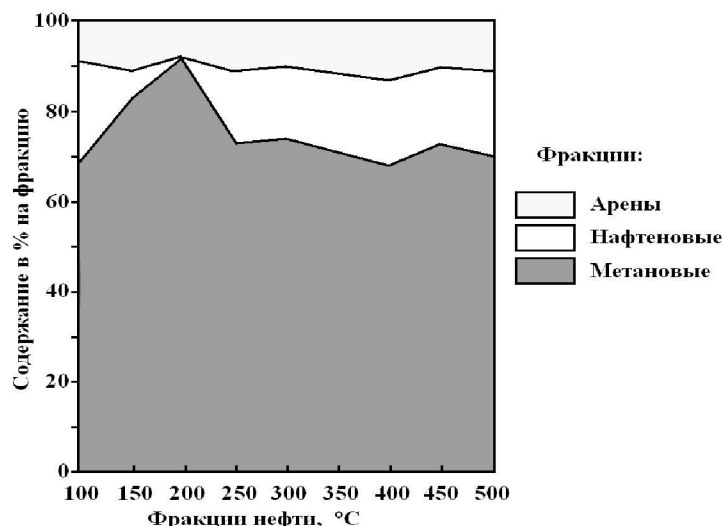


Рис. 11. Фракционный состав нефти аптских отложений (Красно-Камышанское месторождение, скв. 12). Содержание парафина – 14 % (составила Т.С. Смирнова)

По групповому химическому составу нефть имеет метановый характер. Метанизация фракций увеличивается с температурой отгона, во фракции 150–200 °C достигает максимума – 92 % (тяжелых бензинов) и уменьшается при дальнейшем увеличении температуры. Количество нафтеновых структур убывает до полного выклинивания во фракции 150–200 °C и затем вновь возрастает до 16–19 %. Содержание ароматических углеводородов колеблется в небольших пределах от 8,5 до 18 %. Количество углерода в кольцевых структурах невелико – до 26–32 %.

К западу и северо-востоку от Красно-Камышанского месторождения были открыты газоконденсатные месторождения (Кеке-Усунское, Двойное, Восточно-Камышанское и др.), залежи которых приурочены к песчаным коллекторам аптского возраста. Свойства и состав газоконденсатов этих месторождений аналогичны Красно-Камышанскому.

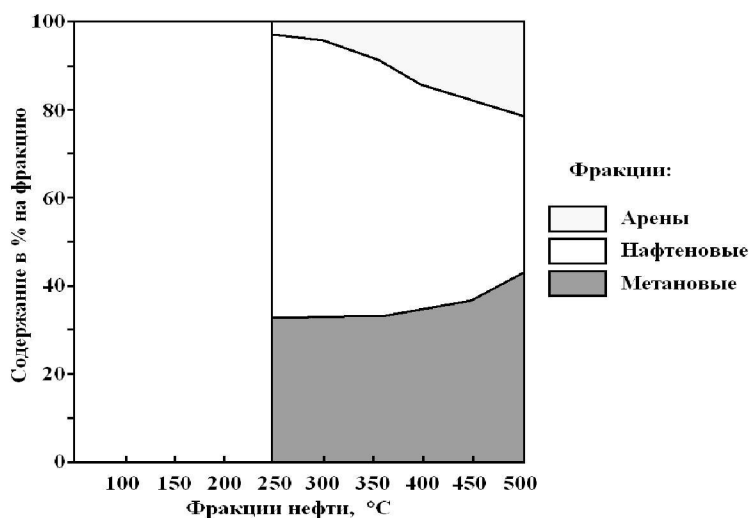


Рис. 12. Фракционный состав нефти аптских отложений (Разночиновское месторождение, скв. 6, парафина нет) (составила Т.С. Смирнова)

Севернее, на Разночиновской площади нефти представляют собой темно-коричневую вязкую жидкость, с плотностью 0,9358, показатель преломления – 1,5100, молекулярный вес – 269. Застывает нефть при минус 27 °С. По компонентному составу нефть маслянистая, хотя количество силикагелевых смол достигает 5,37 %, асфальтенов – 0,36 %. Парафины отсутствуют, содержание серы несколько повышено – 0,74 %.

Данная нефть отличается высокой температурой кипения (Н.к. – 220 °С), т.е. в ней полностью отсутствуют бензиновые фракции. Остаток от перегонки свыше 500 °С незначительный – 9,2 %. Наибольший выход имеют фракции тяжелого керосина (250–300 °С) – 28,1 %, выход фракций, выкипающих выше 400 °С, постепенно уменьшается (рис. 12).

Соотношение углеводородных классов на суммарный дистиллят (Н.к. – 500 °С) следующее: метановые до 35,6 %, нафтеновые до 53,4 %, ароматические до 11,0 %.

Изучение нефти месторождения Каратон (скв. 54) в Эмбенской области (рис. 12) указывает на сходство этих двух нефтей. Особенности состава и свойств углеводородов позволяют отнести эти нефти к фильтрованному типу.

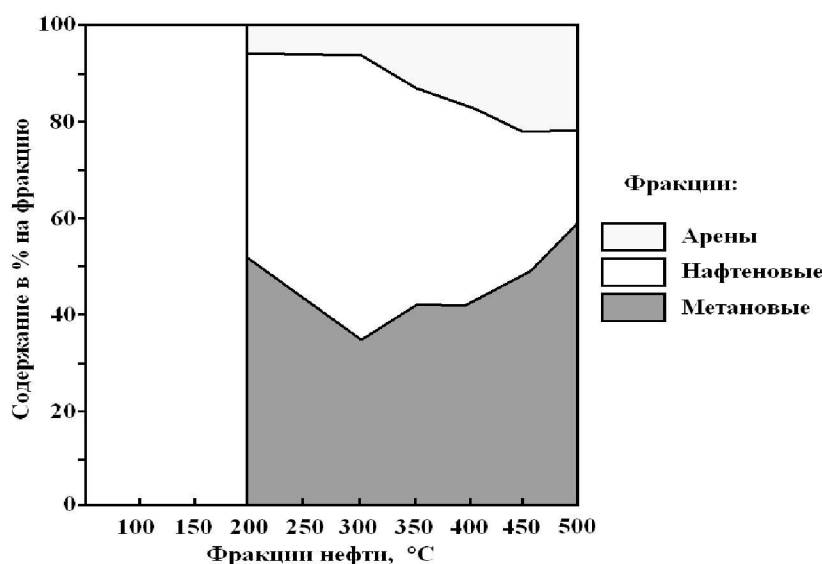


Рис. 13. Фракционный состав нефти неокотских отложений (месторождение Каратон, скв. 54 парафина нет). Составила Т.С. Смирнова

Промышленная продуктивность сводовой части вала Карпинского связана с нижнеальбскими песчаниками. На Промысловой, Межевой и Цубукской площадях выявлены чисто газовые залежи промышленного значения, а на Олейниковской и Тенгутинской – нефтегазовые.

Характер распределения нефтей, газов и конденсатов в геологическом разрезе исследуемой территории, состава и свойств углеводородов изложены на рисунке 14.

Для Промыслового и Межевого месторождений, расположенных в наиболее приподнятой части вала, характерны сухие газы. Газ Промыслового месторождения имеет следующий состав: CH_4 до 96,59 %; C_2H_6 до 0,34 %; C_3H_8 до 0,08 %; N_2 до 2,66 %; CO_2 до 0,33 %; плотность – 0,567–0,572.



Рис. 14. Распределение газовых, конденсатных и нефтяных залежей в разрезе нижнеальбских отложений сводовой части вала Карпинского (составила Т.С. Смирнова)

В газе Межевого месторождения появляется больше тяжелых углеводородов: CH_4 до 92,6–95,5 %; C_2H_6 до 0,35–1,3 %, ТУ до 0,22 %, практически отсутствуют бутан и пентан. Плотность газа по воздуху – 0,578–0,585. Состав газа Олейниковского месторождения неоднороден, преобладающее значение имеет метан – до 60–88 %, кроме того, много тяжелых углеводородов. Плотность газа также колеблется от 0,585 до 0,78 в зависимости от сочетания отдельных компонентов. Газы Тенгутинского месторождения также отличаются высоким процентом содержания тяжелых углеводородов: CH_4 до 87 %; C_2H_6 до 2–14 %; C_3H_8 до 1–10 %; C_4H_{10} до 0,5–4 %; CO_2 до 0,2–4 %; N_2 до 2–13 %.

Из характеристик газового состава отдельных месторождений видна отчетливая связь между содержанием тяжелых углеводородов и наличием здесь единичных конденсатных и нефтяных оторочек. При отсутствии нефтяной оторочки газы чисто метановые (Промысловское месторождение).

На Олейниковской и Тенгутинской площадях, кроме газа, получена нефть. Нефть тяжелая, плотностью 0,922, вязкая, теряет подвижность при минус 18 °С, характеризуется высокой смолистостью (14 % акцизных смол) и малой сернистостью (0,19 %), парафина очень мало (0,549 %). При фракционной разгонке отобрано около 14 % бензинов и 26 % керосинов.

Разгонкой до 200 °С выгоняется большое количество бензинов (31–37 %). Фракционированием до 300 °С выгоняется до 53–61 % нефтепродуктов, т.е. доля керосиновых фракций велика, однако на 10–15 % меньше, чем бензиновых. Остаток от перегонки до 550 °С не превышает 13 %, причем основная масса остатка состоит не из смолистых веществ, а из высокомолекулярных парафинов. Структурно-групповой анализ выявляет высокую метанизацию фракций. Среднее содержание метановых углеводородов на дистиллят составляет 50–62 %, нафтеновых – 26–44 % (причем увеличению метановых отвечает уменьшение нафтеновых углеводородов), ароматических – от 4,7 до 12 %.

Список литературы

1. Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазонасность грунтов Каспийского моря : монография. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 365 с.
2. Серебрякова О. А. Влияние геоморфометрических условий морских акваторий на оценку сырьевого потенциала региона / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 1 (40). – С. 47–50.
3. Серебрякова О. А. Газонасность донных отложений Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 32–41.
4. Серебрякова О. А. Геологическая история развития и генерационный углеводородный потенциал Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 45–51.
5. Серебрякова О. А. Геолого-геохимический и инженерно-геологический прогноз перспектив утилизации промстоков в Каспийском море / О. А. Серебрякова // Естественные и технические науки. – 2010. – № 4 (39). – С. 63–68.
6. Серебрякова О. А. Геометодика морского бурения инженерно-геологических скважин / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 4. – С. 129–134.
7. Серебрякова О. А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазонасности глубинных отложений Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3 (42). – С. 56–65.
8. Серебрякова О. А. Геоэкологические и инженерно-геологические особенности строения донной грунтовой толщи Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 2. – С. 120–126.
9. Серебрякова О. А. Геоэкологический мониторинг геолого-разведочных работ, разработки, добычи и транспорта нефти и газа в Каспийском море / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3 (42). – С. 159–174.
10. Серебрякова О. А. Гидрогеологическая стратиграфия Юго-Западного Прикаспия / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1 (27). – С. 25–30.
11. Серебрякова О. А. Гидрогеологические особенности глубинного захоронения промышленных стоков в морских акваториях / О. А. Серебрякова // Современная гидрогеология нефти и газа : тр. РАН. – М. : Геос, 2010. – С. 26–30.
12. Серебрякова О. А. Инженерно-геологическая технология освоения месторождений углеводородов с кислыми компонентами / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 24–31.
13. Серебрякова О. А. Инженерно-геологические преобразования антропогенных грунтов / О. А. Серебрякова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 59–64.
14. Серебрякова О. А. Инженерно-геологические распределения соляных куполов и межкупольных впадин / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 12. – С. 32–37.

15. Серебрякова О. А. Инженерно-геологический состав грунтов Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсах АН Республики Башкортостан. – 2009. – № 14. – С. 14–21.
16. Серебрякова О. А. Инженерно-геологическое обоснование строительства нагнетательных скважин на полигонах закачки промышленных стоков / О. А. Серебрякова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 12. – С. 72–76.
17. Серебрякова О. А. Инженерно-гидрогеологические условия шельфа Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 4 (26). – С. 58–65.
18. Серебрякова О. А. Комплекс инженерно-геологических изысканий морских акваторий / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсах АН Республики Башкортостан. – 2008. – № 13. – С. 56–58.
19. Серебрякова О. А. Корреляция палеозой-мезозойских отложений северо-чукотского осадочного бассейна и Аляски / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 119–125.
20. Серебрякова О. А. Литологическая характеристика нефтегазоносных мезозойских отложений северной части Каспийского моря / О. А. Серебрякова, П. С. Делля // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2 (41). – С. 52–64.
21. Серебрякова О. А. Литологические и геоэкологические особенности инженерно-геологических комплексов / О. А. Серебрякова, В. И. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4. – С. 72–75.
22. Серебрякова О. А. Математическое моделирование геоэкологической и геологической характеристики Каспийского моря при освоении ресурсов нефти и газа / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1 (27). – С. 105–112.
23. Серебрякова О. А. Морская геотехнология опробования грунтов в инженерно-геологической скважине на акваториях / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 4. – С. 76–90.
24. Серебрякова О. А. Обоснование кондиций гидроминерального сырья / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 3 (25). – С. 28–31.
25. Серебрякова О. А. Оптимизация морских геолого-разведочных работ / О. А. Серебрякова // Естественные и технические науки. – 2011. – № 6. – С. 290–294.
26. Серебрякова О. А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Арктического шельфа / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 85–92.
27. Серебрякова О. А. Особенности нефтегазоносности подсолевого комплекса Волго-Ахтубинского обрамления Каспийского моря / О. А. Серебрякова, М. Е. Дуванова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 103–106.
28. Серебрякова О. А. Тектонические особенности геологического строения Арктического шельфа / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Естественные и технические науки. – 2010. – № 6. – С. 67–73.
29. Серебрякова О. А. Условия образования и свойства газовых гидратов Республики Калмыкия / О. А. Серебрякова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 52–55.
30. Серебрякова О. А. Физико-механические параметры инженерно-геологических свойств пород Каспийской акватории / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 4. – С. 60–67.
31. Серебрякова О. А. Флюидоупорные свойства глинистых и соленосных пород при подземном захоронении промышленных стоков переработки нефти и газа / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2005. – № 2 (11). – С. 45–61.

32. Серебрякова О. А. Формирование скоплений углеводородов в донных породах морских акваторий / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсов АН Республики Башкортостан. – 2010. – № 15. – С. 58–62.
33. Серебрякова О. А. Характеристика газов новых месторождений северной части Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков, Л. Ф. Ушицвева, Е. Н. Лиманский // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 45–52.
34. Смирнова Т. С. Геолого-геохимические закономерности изменения по площади и разрезу состава и свойств нефти, газа и конденсата Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 3. – С. 5–15.
35. Смирнова Т. С. Геохимические особенности нижнемеловых нефтей и конденсатов Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 12. – С. 88–103.
36. Смирнова Т. С. Гидрогеохимические и литолого-стратиграфические особенности накопления углеводородов в юго-западной части Прикаспийской впадины / Т. С. Смирнова, Е. Н. Лиманский // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 4. – С. 172–175.
37. Смирнова Т. С. Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1. – С. 97–106.
38. Смирнова Т. С. Ионно-солевые показатели нефтегазоносности Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, А. О. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 4. – С. 27–34.

References

1. Geologicheskoe stroenie, inzhenerno-geologicheskie svoystva i neftegazonosnost' gruntov Kaspijskogo morja : monografiya. – Astrahan' : Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2010. – 365 s.
2. Serebrjakova O. A. Vlijanie geomorfometricheskikh uslovij morskikh akvatorij na ocenku syr'evogo potentsiala regiona / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2011. – № 1 (40). – S. 47–50.
3. Serebrjakova O. A. Gazonosnost' donnyh otlozhenij Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2010. – № 4 (39). – S. 32–41.
4. Serebrjakova O. A. Geologicheskaja istorija razvitija i generacionnyj uglevodorodnyj potencial Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2011. – № 2. – S. 45–51.
5. Serebrjakova O. A. Geologo-geohimicheskij i inzhenerno-geologicheskij prognoz perspektiv utilizacii promstokov v Kaspijskom more / O. A. Serebrjakova // Estestvennye i tehniicheskie nauki. – 2010. – № 4 (39). – S. 63–68.
6. Serebrjakova O. A. Geometodika morskogo burnenija inzhenerno-geologicheskikh skvazhin / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2008. – № 4. – S. 129–134.
7. Serebrjakova O. A. Geohimicheskie kriterii ocenki perspektiv neftegazonosnosti glubinnyh otlozhenij Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2011. – № 3 (42). – S. 56–65.
8. Serebrjakova O. A. Geojekologicheskie i inzhenerno-geologicheskie osobennosti stroenija donnoj gruntovoj tolvi Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2010. – № 2. – S. 120–126.
9. Serebrjakova O. A. Geojekologicheskij monitoring geologo-razvedochnyh rabot, razrabotki, dobychi i transporta nefti i gaza v Kaspijskom more / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2011. – № 3 (42). – S. 159–174.

10. Serebrjakova O. A. Hidrogeologicheskaja stratigrafija Jugo-Zapadnogo Pri-kaspija / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2008. – № 1 (27). – S. 25–30.
11. Serebrjakova O. A. Hidrogeologicheskie osobennosti glubinnogo zahoroneniya promyshlennykh stokov v morskikh akvatorijah / O. A. Serebrjakova // Sovremennaja gidro-geologija nefti i gaza : tr. RAN. – M. : Geos, 2010. – S. 26–30.
12. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskaja tehnologija osvoeniya mestoro-zhdenij uglevodorodov s kislymi komponentami / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2006. – № 11. – S. 24–31.
13. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskie preobrazovaniya antropogennykh gruntov / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2006. – № 11. – S. 59–64.
14. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskie raspredeleniya soljanykh kupolov i mezhkupol'nykh vpadin / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2006. – № 12. – S. 32–37.
15. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskij sostav gruntov Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija. Izvestija otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov AN Respubliki Bashkortostan. – 2009. – № 14. – S. 14–21.
16. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskoe obosnovanie stroitel'stva na-gnetatel'nykh skvazhin na poligonah zakachki promyshlennykh stokov / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2006. – № 12. – S. 72–76.
17. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-gidrogeologicheskie usloviya shel'fa Kaspij-skogo morja / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2007. – № 4 (26). – S. 58–65.
18. Serebrjakova O. A. Kompleks inzhenerno-geologicheskikh izyskanij morskikh ak-vatorij / O. A. Serebrjakova // Geologija. Izvestija otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh re-sursov AN Respubliki Bashkortostan. – 2008. – № 13. – S. 56–58.
19. Serebrjakova O. A. Korrelyacija paleozoj-mezozojских otlozhenij severo-chukotskogo osadochnogo bassejna i Aljaski / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // Geo-logija, geografija i global'naja jenerгija. – 2011. – № 2. – S. 119–125.
20. Serebrjakova O. A. Litologicheskaja harakteristika neftegazonosnykh mezo-zojских otlozhenij severnoj chasti Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, P. S. Delija // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2011. – № 2 (41). – S. 52–64.
21. Serebrjakova O. A. Litologicheskie i geojekologicheskie osobennosti inzhe-nerno-geologicheskikh kompleksov / O. A. Serebrjakova, V. I. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2010. – № 4. – S. 72–75.
22. Serebrjakova O. A. Matematicheskoe modelirovanie geojekologicheskoy i geo-logicheskoy harakteristiki Kaspijskogo morja pri osvoenii resursov nefti i gaza / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2008. – № 1 (27). – S. 105–112.
23. Serebrjakova O. A. Morskaja geotehnologija oprobovaniya gruntov v inzhener-no-geologicheskoy skvazhine na akvatorijah / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2008. – № 4. – S. 76–90.
24. Serebrjakova O. A. Obosnovanie kondicij gidromineral'nogo syr'ja / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2007. – № 3 (25). – S. 28–31.
25. Serebrjakova O. A. Optimizacija morskikh geologo-razvedochnykh rabot / O. A. Serebrjakova // Estestvennye i tehicheskie nauki. – 2011. – № 6. – S. 290–294.
26. Serebrjakova O. A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti Arkticheskogo shel'fa / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2010. – № 4 (39). – S. 85–92.
27. Serebrjakova O. A. Osobennosti neftegazonosnosti podsolevogo kompleksa Volgo-Ahtubinskogo obramleniya Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, M. E. Duva-nova // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2010. – № 4 (39). – S. 103–106.
28. Serebrjakova O. A. Tektonicheskie osobennosti geologicheskogo stroeniya Ark-ticheskogo shel'fa / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // Estestvennye i tehicheskie nauki. – 2010. – № 6. – S. 67–73.

29. Serebrjakova O. A. Uslovija obrazovaniya i svojstva gazovyh gidratov Respubliki Kalmykija / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // *Geologija, geografija i global'naja jenergiya*. – 2006. – № 11. – S. 52–55.
30. Serebrjakova O. A. Fiziko-mehaničeskie parametry inženerno-geologičeskikh svojstv porod Kaspijskoj akvatorii / O. A. Serebrjakova // *Geologija, geografija i global'naja jenergiya*. – 2007. – № 4. – S. 60–67.
31. Serebrjakova O. A. Fljuidopornye svojstva glinistyh i solenosnyh porod pri podzemnom zahoroneniі promyšlennyh stokov pererabotki nefti i gaza / O. A. Serebrjakova // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2005. – № 2 (11). – S. 45–61.
32. Serebrjakova O. A. Formirovanie skoplenij uglevodorodov v donnyh porodah morskikh akvatorij / O. A. Serebrjakova // *Geologija. Izvestija otdelenia nauk o Zemle i prirodnym resursov AN Respubliki Bashkortostan*. – 2010. – № 15. – S. 58–62.
33. Serebrjakova O. A. Harakteristika gazov novyh mestorozhdenij severnoj chasti Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov, L. F. Ushicveva, E. N. Limanskij // *Gazovaja promyšlennost'*. – 2012. – № 4. – S. 45–52.
34. Smirnova T. S. Geologo-geohimicheskie zakonomernosti izmenenija po plovidi i razrezu sostava i svojstv nefti, gaza i kondensata Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2007. – № 3. – S. 5–15.
35. Smirnova T. S. Geohimicheskie osobennosti nizhnemelovyh neftej i kondensatov Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2006. – № 12. – S. 88–103.
36. Smirnova T. S. Hidrogeohimicheskie i litologo-stratigraficheskie osobennosti nakoplenija uglevodorodov v jugo-zapadnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, E. N. Limanskij // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2006. – № 4. – S. 172–175.
37. Smirnova T. S. Hidrogeohimicheskie pokazateli neftegazonosnosti Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2008. – № 1. – С. 97–106.
38. Smirnova T. S. Ionno-solevyje pokazateli neftegazonosnosti Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, A. O. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии*. – 2007. – № 4. – S. 27–34.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ГРАНИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗОНЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ РАЗЛОМА

Калинин Энест Валентинович, профессор, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1, e-mail: barykina@geol.msu.ru

Барыкина Ольга Сергеевна, старший научный сотрудник, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1, e-mail: barykina@geol.msu.ru

С помощью метода граничных элементов проведена оценка размеров области приразломных изменений и выявлены особенности распределения напряжений в пределах этой зоны.

Ключевые слова: метод граничных элементов, разлом, зона динамического влияния, напряжения.