

УДК 553.98(571)

Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев

Углеводородное сырье Южно-Киринского месторождения: газ, конденсат, нефть

Разработка Южно-Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ), являющегося одним из первоочередных объектов освоения Сахалинского шельфа, осуществляется по проекту «Сахалин-3» в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Ввод в эксплуатацию Южно-Киринского ГКМ, ранее запланированный на 2018 г., перенесен ПАО «Газпром» на 2019 г. из-за необходимости корректировки запасов [1].

Южно-Киринское ГКМ расположено в пределах Киринского блока¹ в южной части Северо-Сахалинского прогиба. Расстояние от береговой линии о. Сахалин – 35 км. Глубина моря в районе месторождения – 110–320 м. В 2010–2011 гг. ООО «Газфлот» пробурило первые две скважины (скв. 1 и 2) на Южно-Киринской структуре, выявившие промышленную газоконденсатную залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В дальнейшем в 2013 г. пробурены скв. 3 и 4, в 2014 г. – скв. 5 и 6, в 2015 г. – скв. 7 и 8. Месторождение многопластовое. Толщина продуктивных пластов составляет 14–26 м. Пластовые условия характеризуются давлением 28–29 МПа и аномально высокой температурой 115–124 °С.

Поскольку в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского ГКМ, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Особенно важны такие сведения, полученные для конденсатов в исходном состоянии, для процесса мониторинга физико-химических характеристик, изменяющихся в процессе эксплуатации месторождения. Далее в статье представлены результаты комплексного физико-химического исследования газа и конденсата из всех восьми поисково-разведочных скважин месторождения с разной глубины, а также нефти из оторочек (скв. 3–6). Все исследования проводились в соответствии с действующими нормативными документами. Интервал перфорации скважин – 2655–2848 м. Применительно к жидким флюидам ставилась задача охарактеризовать топливные фракции и направления рационального использования конденсатов.

Газ Южно-Киринского ГКМ отнесен к метановому типу (83–84 % об. метана, 4,5–4,8 % об. этана, 2,6–3,03 % об. пропана, 1,4–1,8 % об. бутанов). Он является углекислым (1,68–2,02 % об. углекислого газа), низкоазотным (0,19–0,45 % об. азота), негелиеносным (0,00 % об. гелия), высококонденсатным (3,32–5,64 % об. C₅₊).

Конденсаты Южно-Киринского ГКМ по всем физико-химическим характеристикам схожи между собой, но не идентичны. Об этом свидетельствуют результаты определения их физико-химических свойств, а также фракционного, компонентного и группового углеводородного (УВ) составов. Сходство конденсатов заключается в том, что все они малопарафинистые (содержание твердых парафинов – 0,14–0,60 % масс.), малосмолистые (содержание силикагелевых смол – 0,09–0,22 % масс.), малосернистые (содержание серы – 0,03–0,04 % масс.), выкипают в интервале температур НК²–300 °С с остатком 5,5–7,1 % масс., по химическому составу относятся к метаново-нафтеновому

Ключевые слова:

газ, конденсат, нефть, фракционный состав, компонентный состав, групповой углеводородный состав, геохимические показатели, газожидкостная хроматография.

Keywords:

gas, condensate, petroleum, fractional analysis, componential analysis, hydrocarbon-type content, geochemical indicators, vapour phase chromatography.

¹ См. рис. 1 в ст. Парфёнова Н.М. Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев, М.М. Орман, И.В. Заночуева // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 61.

² НК – температура начала кипения.

типу. Различия наблюдаются в величинах плотности и в групповом УВ составе. Конденсаты из скв. 1–3, 7 (плотность 743,0–748,8 кг/м³) относятся к типу легких, а из скв. 4 (плотность 765,5 кг/м³) и из скв. 5, 6, 8 (плотность 750,1–758,5 кг/м³) – к типу средних.

Кривые фракционного состава (рис. 1) расположены пучком – достаточно близко друг к другу, но не сливаются, поскольку разница в температурах отгона составляет 12–13 °С. Наиболее тяжелым по плотности (765,5 кг/м³) и фракционному составу является конденсат из скв. 4, наиболее легкие – конденсаты из скв. 1 и 7 (744,1 и 746,0 кг/м³).

В групповом УВ составе всех исследованных конденсатов (рис. 2) метановые УВ

преобладают над нефтяными и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК–300 °С содержание метановых УВ составляет 54,9–57,8 % масс., нефтяных – 26,1–34,0 % масс., ароматических – 9,6–18,2 % масс. На основании полученного распределения УВ конденсаты Южно-Кириинского месторождения можно отнести к метаново-нафтяному типу.

Групповые составы конденсатов из разных объектов одной и той же скважины схожи, например для трех объектов скв. 1, двух объектов скв. 5 и двух объектов скв. 6 (см. рис. 3). Концентрации метановых УВ в конденсатах достаточно близки (54,9–57,8 % масс.), а вот концентрации нефтяных (26,1–34,0 % масс.)

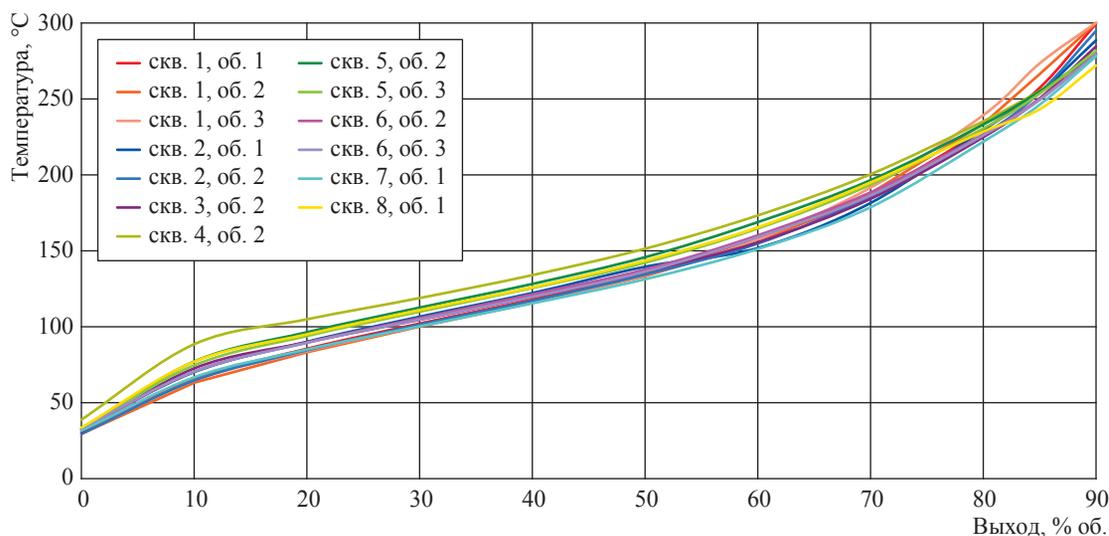


Рис. 1. Сравнительная характеристика конденсатов по фракционному составу

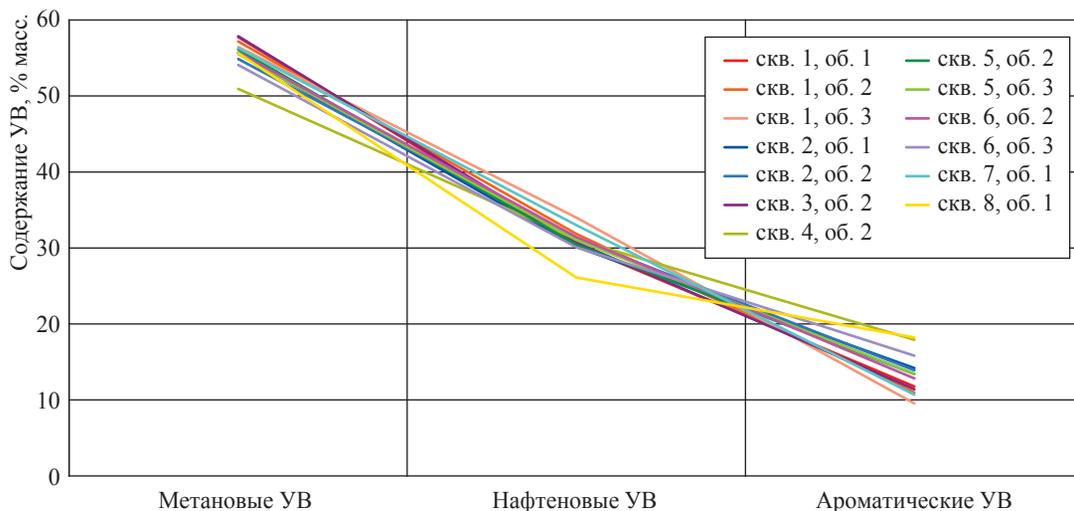


Рис. 2. Групповой УВ состав конденсатов

и ароматических (9,6–18,2 % масс.) УВ различаются довольно заметно. Самым низким содержанием ароматических УВ отличаются конденсаты из скв. 1 (9,6–11,8 % масс.) и 7 (10,7 % масс.), а самым высоким – конденсаты из скв. 4 и 8 (18,2–18,3 % масс.). Наибольшую схожесть между собой по всем свойствам обнаруживают соответственно конденсаты из скв. 1–3, 7, скв. 5 и 6, скв. 4 и 8.

Нефти, как уже отмечалось, исследовались из оторочек (скв. 3–6). Поскольку в нефти из скв. 6 предполагался приток конденсата, сравнительная характеристика дана для нефтей из скв. 3–5. Так, исследованные нефти несколько отличаются по физико-химическим характеристикам. Нефть из скв. 3 (плотность 851,6 кг/м³) относится к типу средних, а нефти из скв. 4 и 5 (плотность 834,2 и 832,7 кг/м³ соответственно) – к типу легких. Они парафинистые (3,4–3,9 % масс.), смолистые (силикагелевые смолы – 5,4–8,5 % масс., асфальтены – 0,3–0,9 % масс.). Бесспорным преимуществом нефтей является низкое содержание серы – 0,26–0,38 % масс., температуры застывания лежат в интервале от –20 до –15 °С. Выход бензиновой фракции НК–200 °С составляет 24,6–30,7 % масс.

Фракционные составы (рис. 3) нефтей из скв. 4 и 5 схожи (как и физико-химические свойства). Более тяжелая нефть из скв. 3 отличается от других нефтей и фракционным составом. Для наглядности приведен фракционный состав нефти из скв. 6, заметно отличающийся большим содержанием легких фракций.

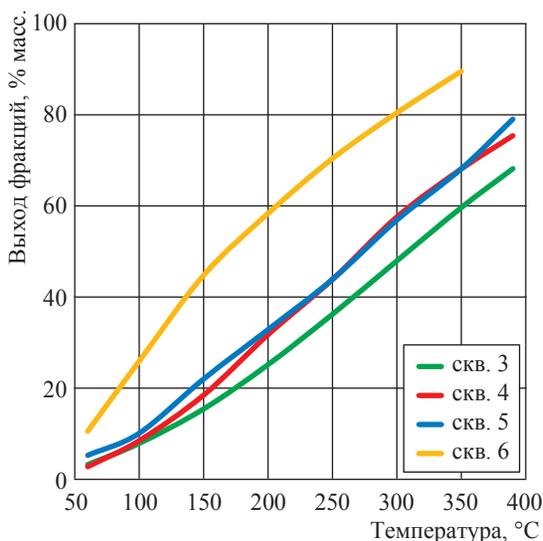


Рис. 3. Фракционный состав нефтей

В групповом УВ составе нефтей из скв. 3–5 (рис. 4) метановые УВ преобладают над нафтеновыми и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК–300 °С содержание метановых УВ составляет 48,8–53,7 % масс., нафтеновых – 29,4–33,4 % масс. и ароматических – 17,3–19,1 % масс. Во фракции НК–390 °С сумма метаново-нафтеновых УВ составляет 79,9–80,0 % масс., ароматических – 20,0–20,1 % масс., что позволяет отнести нефти Южно-Киринского ГКМ к метаново-нафтеновому типу.

Товарные характеристики конденсатов и нефтей

В целях выбора рационального направления использования конденсатов и нефтей Южно-Киринского ГКМ исследованы на соответствие товарным топливам бензиновые фракции, керосиновая фракция и фракция дизельного топлива. *Бензиновые фракции конденсатов* НК–120 °С характеризуются довольно высокими для прямогонных бензинов октановыми числами, а именно: 69,3–71,3 при определении моторным методом и 71,3–75,2 исследовательским методом (норма – не менее 66 при определении моторным методом). Однако эти фракции не отвечают требованиям ТУ 51-03-11-88 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную как компонент автобензинов газоконденсатных прямогонных по нормируемому показателю давления насыщенных паров (норма 66–93 кПа). Широкая бензиновая фракция НК–200 °С не отвечает

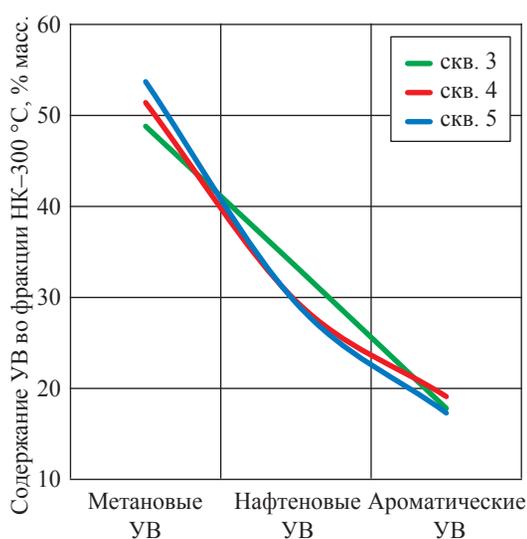


Рис. 4. Групповой УВ состав нефтей

требованиям ТУ 51-03-11-88 по нормируемому показателю давления насыщенных паров и октановому числу (72 для НК-120 °С и 61–62 для НК-200 °С при определении моторным методом). Тем не менее к несомненному достоинству бензиновых фракций конденсатов НК-120 °С и НК-200 °С можно отнести практическое отсутствие серы (0,001 % масс. при норме не более 0,05 % масс.), в связи с чем их можно рекомендовать в качестве базовых для производства автомобильных топлив.

Керосиновые фракции конденсатов, выкипающие в интервале 120–240 °С, по всем показателям удовлетворяют требованиям ГОСТ 10227-86 к первому сорту топлива для реактивных двигателей. Для производства топлива высшего сорта необходимо применять присадку, улучшающую вязкость фракции.

Фракции дизельного топлива конденсатов, выкипающие в температурных интервалах 160–300 °С и 180–300 °С, по всем основным показателям (плотности, фракционному составу, цетановому числу, температурам помутнения и застывания) соответствуют нормативам на дизтопливо высшего и первого сортов. Фракция нефти 180–350 °С по всем основным показателям удовлетворяет требованиям к дизтопливу марки Л. Для использования этой фракции в качестве базовой для производства топлива марки З необходимы присадки, понижающие температуры помутнения и застывания.

Геохимические особенности конденсатов и нефтей

Геохимические особенности конденсатов и нефтей рассматривались исходя из компонентного состава флюидов, исследованного методом газожидкостной хроматографии. Компонентный состав конденсатов: легкие УВ C_{5-8} – 40±55 %; твердые парафины C_{20+} – 0,15±0,37 % и > 0,45 %; н-алканы – 25,35±30,82 %; изопреноиды – 2,42±4,38 %. Конденсаты несколько отличаются содержанием н-алканов. Различия особенно заметны в отношении легких УВ, выкипающих при температуре до 125 °С. Более тяжелый по фракционному составу конденсат из скв. 4 содержит меньше легких УВ и больше тяжелых.

Компонентный состав нефтей: C_{5-8} – 16,41±25,18 %; C_{20+} – 3,57±3,87 %; н-алканы – 17,93±27,20 %; изопреноиды – 5,47±7,23 %.

Анализ результатов газожидкостной хроматографии показал (рис. 5), что конденсаты

как по площади, так и по разрезу месторождения имеют среднюю протяженность ряда нормальных алканов в 26–29 атомов углерода, молекулярноконцентрационный максимум (МКМ) расположен в области низкокипящих УВ C_5 (в конденсате из скв. 4 он сдвинут в область УВ C_7 , см. рис. 5а). В нефтях протяженность ряда н-алканов заметно больше и составляет 35–37 атомов углерода, МКМ в них находится в области более тяжелых углеводородов $C_{10}–C_{15}$ (см. рис. 5б).

По компонентному составу были рассчитаны алкановые коэффициенты K_1 и K_2 , что позволило провести оценку типов исследованных флюидов [1]. Для конденсатов параметры

$$\text{изменяются в близких пределах: } K_1 = \frac{M_{C_{13-15}}}{M_{C_{15-19}}} = 1,1 \div 11,49 \text{ и } K_2 = \frac{M_{C_{15-19}}}{M_{C_{19-23}}} = 3,8 \div 4,66, \text{ где } M -$$

массовая доля группы УВ. Это соответствует конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками. Для нефтей алкановые коэффициенты заметно ниже: $K_1 = 0,68 \div 0,74$; $K_2 = 1,12 \div 1,21$.

Методом газожидкостной хроматографии изучены основные геохимические параметры флюидов Южно-Кириного месторождения. Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности (0,94–1,05), отношение «пристан/фитан» (1,27–1,89) достаточно близки для конденсатов и нефтей, что позволяет предположить общность источника образования флюидов из основного органического вещества смешанного сапропелево-гумусового типа.

Однако необходимо отметить, что по величинам отношений «пристан/н C_{17} » и «фитан/н C_{18} » конденсаты и нефти Южно-Кириного месторождения дифференцируются по трем группам. Для конденсатов из скв. 1 и конденсатов и нефти из скв. 3, расположенных в юго-восточной части структуры, эти отношения заметно больше единицы, но меньше двух, для остальных конденсатов и нефтей (скв. 2, 4–6 и 8) они либо значительно меньше единицы, либо близки к ней. Для конденсатов из скв. 7, расположенной в нижней части юго-восточной оконечности структуры, эти отношения превышают 2. Такая же тенденция (т.е. заметное возрастание в направлении с севера на юг) наблюдается и для коэффициента зрелости флюидов K_i (рис. 6).

Дж. Кенноном и А.М. Кассоу для уточнения типа исходного органического вещества (ОВ)

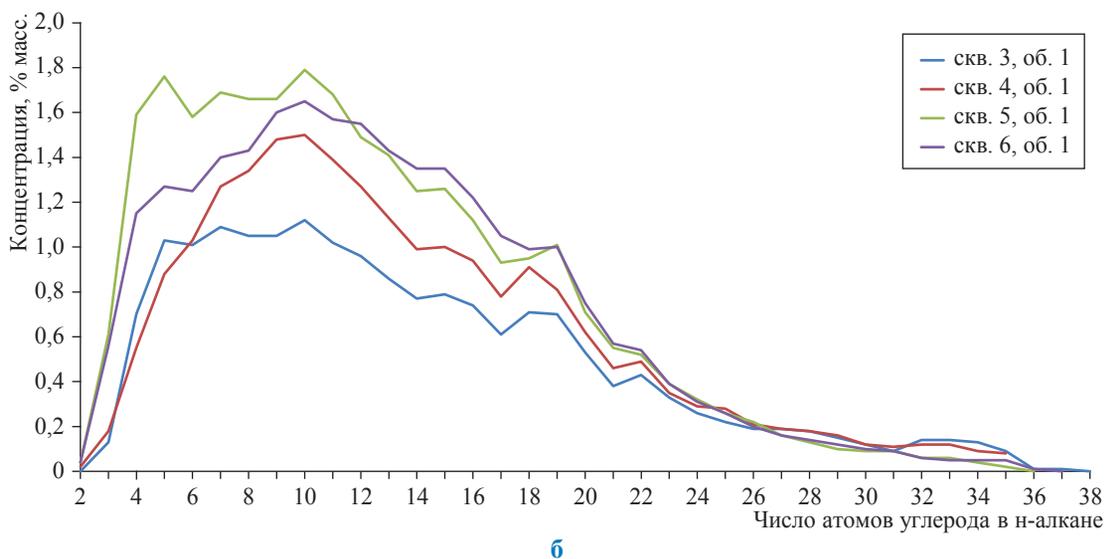
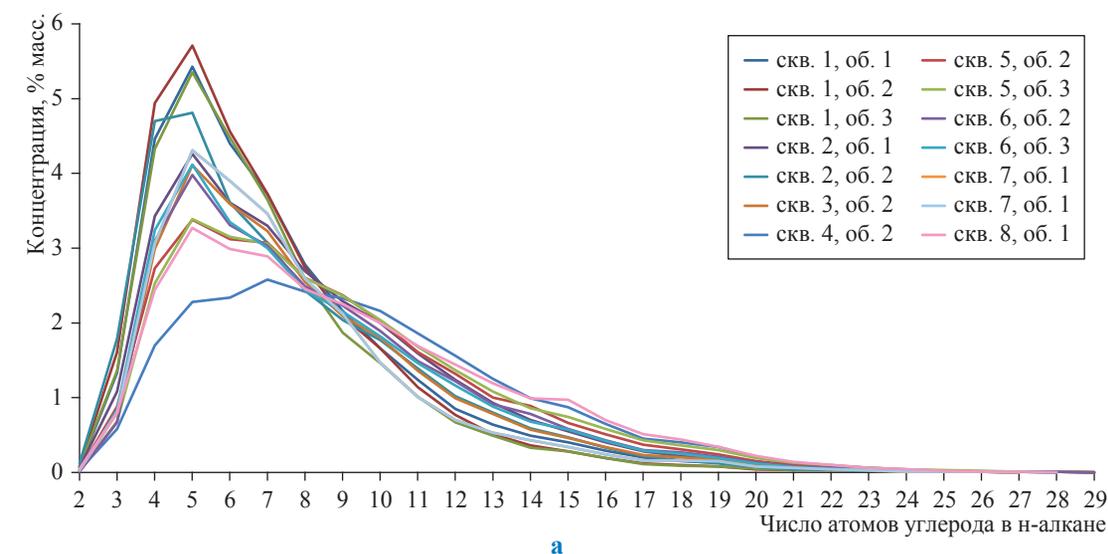


Рис. 5. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в конденсатах (а) и нефтях (б)

предложен график в логарифмических координатах. По оси ординат откладывается отношение «пристан/ nC_{17} », по оси абсцисс – «фитан/ nC_{18} ». По диагонали квадратное поле графика разделено пополам на две области: сапропелевое ОВ морского генезиса и континентальное ОВ с большой долей гумусовой составляющей. Внутри этих областей имеется деление на типы ОВ по условиям осадконакопления. Морское ОВ подразделяется на мелководно-морское и глубоководное. В континентальном ОВ выделяются ОВ наземного и озерно-болотного типов. Прибрежные и лагунные ОВ относят к смешанным типам.

Применительно к изученным флюидам Южно-Киринского месторождения график Кеннона и Кассоу принимает вид, представ-

ленный на рис. 7. Согласно этому графику образование флюидов Южно-Киринского месторождения происходило в умеренно-восстановительной обстановке из лагунного ОВ смешанного типа.

Следует, однако, отметить, что соотношения сапропелевой и гумусовой составляющих ОВ различны. Об этом свидетельствуют данные дифференциации флюидов по содержанию ароматических УВ в бензиновой фракции и, следовательно, в гумусовой составляющей (рис. 8). Так, в скв. 2, 4, 5, 8, расположенных в западной, северной и северо-восточной частях месторождения, содержится больше ароматических УВ (14,44–19,93 % масс.) по сравнению с юго-восточной частью месторождения, где расположены скв. 1, 3, 6 и 7 (9,27–11,29 % масс.).

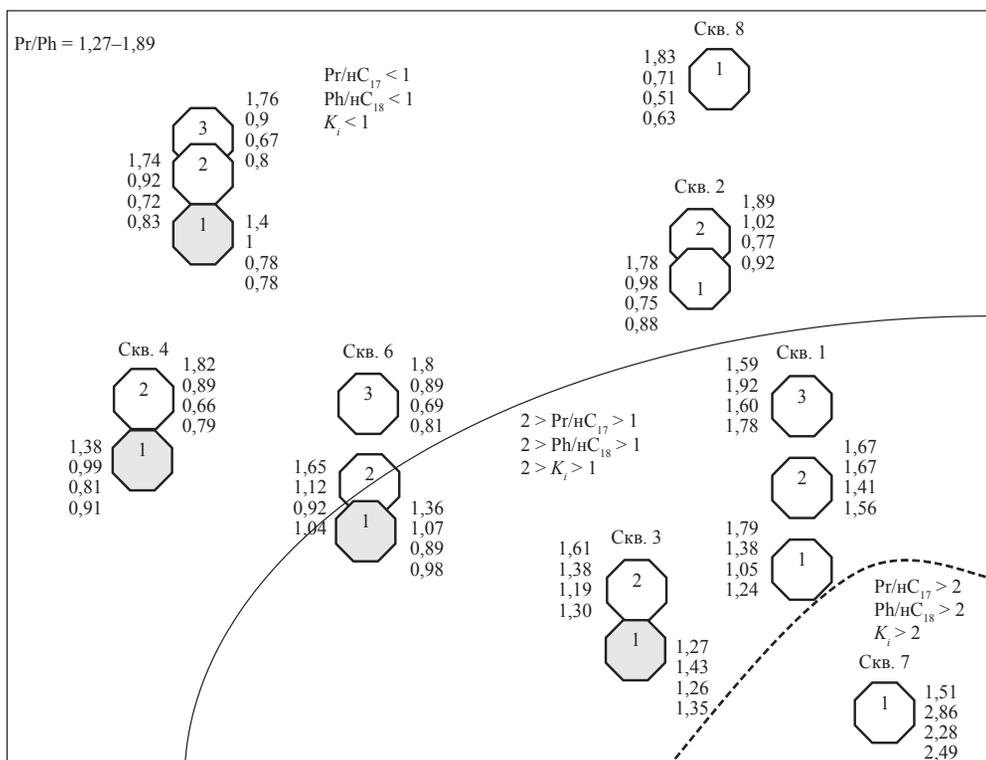


Рис. 6. Дифференциация флюидов по генетическим признакам: Pr – пристан; Ph – фитан

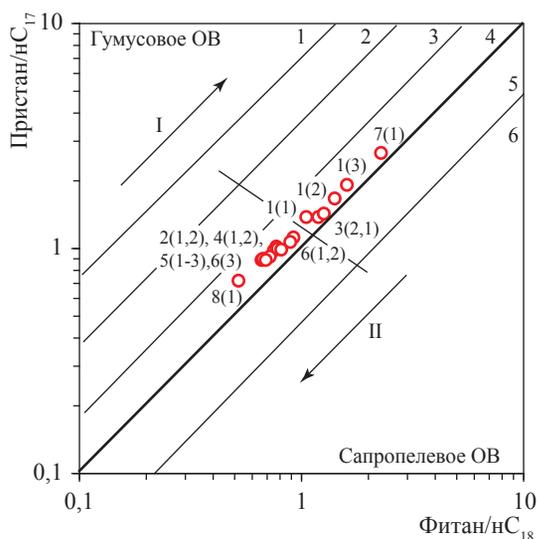


Рис. 7. Определение типа исходного ОВ Южно-Киринского ГКМ по графику Дж. Кеннона и А.М. Кассоу: 1 – наземное ОВ; 2 – озерно-болотное ОВ (окислительная обстановка); 3 – прибрежное ОВ (смешанный тип, слабая восстановительная обстановка); 4 – лагунное ОВ (смешанный тип, умеренная восстановительная обстановка); 5 – мелководно-морское (водорослевое) ОВ; 6 – глубоководно-морское ОВ (сильная восстановительная обстановка); цифрами обозначены номера скважин (объектов)

Наряду с компонентным составом алкановых УВ исследовался индивидуальный состав бензиновых фракций НК–200 °С конденсатов и нефтей. На его основе рассчитывался групповой углеводородный состав бензинов. Установлено, что в групповом составе бензинов преобладают метановые УВ (около 60 % масс.), изоалканы доминируют над нормальными. Циклогексановые нафтены преобладают над циклопентановыми, что указывает на наличие гумусовой составляющей в основном органическом веществе [2].

По данным индивидуального состава бензинов были рассчитаны коэффициенты, предложенные рядом исследователей (В.А. Чахмахчевым, Т.Л. Виноградовой, К. Томпсоном и др.) [3, 4], для определения степени катагенетической преобразованности конденсатов и нефтей Южно-Киринского месторождения. Для флюидов Южно-Киринского месторождения коэффициенты термической зрелости соответствуют зоне слабого мезокатагенеза (МК₁–МК₂).

Также были рассчитаны углеводородные соотношения (n-алканы/изо-алканы, $\sum \text{ЦГ}^3 / \sum \text{ЦП}$, $\text{ЦГ} / \text{МЦП}$, $\text{ЦГ} / \text{n-C}_6$, цикланы/

³ ЦГ – циклогексан, ЦП – циклопентан, МЦП – метилциклогексан

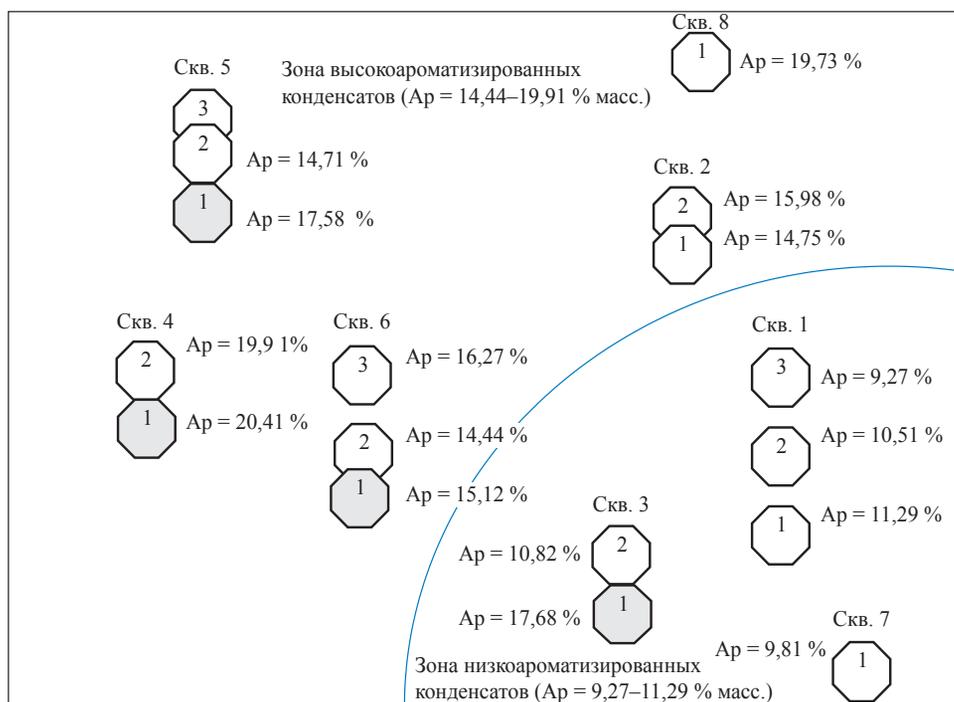


Рис. 8. Дифференциация флюидов по содержанию в них ароматических углеводородов:
 Ar – содержание ароматических УВ во фракции НК–200 °С

алканы, бензол/н-С₆ и толуол/н-С₇), предложенные В.А. Чахмахчевым [2] и определяющие генетическую зональность углеводородных систем. Как известно, конденсаты и нефти могут быть двух типов: первичные (исходные) и вторичные (преобразованные).

Численные значения углеводородных соотношений бензиновых фракций конденсатов и нефтей Южно-Кириинского месторождения позволяют отнести исследуемые флюиды ко вторичным.

Полагают, что появление вторичных конденсатов в зоне слабого и умеренного мезокатагенеза связано с процессами фазовой дифференциации в залежах и вторичной миграции в составе газоконденсатных систем. Смешанный генезис нефтяных оторочек возможен за счет выпадения нефтей из насыщенного газоконденсатного раствора при переходе его в зону пониженных температур и давлений вследствие подъема территории или ухода части газа по тектоническим нарушениям [5].

Установлено, что для Северо-Сахалинского прогиба, сформированного в плиоцен-четвертичное время тектогенеза, были характерны высокоамплитудные вертикальные подвижки [6]. Эти подвижки могли нарушить протяженность природных резервуаров, а возникшие

разломы – стать либо экранирующими, либо флюидопроводящими.

Оценить наличие или отсутствие горизонтальной и вертикальной флюидосообщаемости природных резервуаров, их протяженность, экранирующую или флюидопроводящую роль разломов возможно в том числе методом «отпечатков пальцев» [7]. Метод основан на закономерности, выявленной по результатам исследования многих месторождений, а именно: различия флюидов по параметрам углеводородного состава в пределах месторождения, как правило, вызваны разобщенностью резервуаров или отдельных участков сложнопостроенного резервуара, что препятствует перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [8].

Метод «отпечатков пальцев» заключается в сравнении диаграмм, построенных по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Совпадение диаграмм указывает на общность природного резервуара, расхождение более чем на 5 % – на принадлежность к разным резервуарам.

Методом газожидкостной хроматографии получены хроматограммы конденсатов и нефтей Южно-Кириинского месторождения. В интервалах хроматограмм С₈–С₁₁ и С₁₁–С₁₆

выбраны парные пики и вычислены соотношения высот, по которым построены диаграммы для флюидов из каждой исследуемой скважины и ее продуктивных объектов (рис. 9). Диаграммы в интервале C_{11} – C_{16} практически совпали для всех скважин. Анализ диаграмм для скв. 1–8 показал, что хорошая вертикальная флюидосообщаемость наблюдается для пластов, вскрытых скв. 2–5. Диаграммы для конденсатов из этих скважин либо совпали, либо наблюдается отклонение только в одной точке. Для всех трех пластов, вскрытых скв. 1, флюидосообщаемости практически не наблюдается (отклонение по трем точкам более 25 %). Для скв. 6 также наблюдается хорошее флюидосообщение между нижними – 1-м и 2-м – объектами, но затрудненное с верхним пластом – 3-й объект.

Сравнение диаграмм для флюидов из разных скважин с целью установления возможной латеральной флюидосообщаемости приведено на рис. 10. Как видно, для всех нефтей из скв. 3–6 диаграммы совпали (отклонение менее 5 %). Также совпали диаграммы для нефтей из скв. 4–6 с диаграммами для конденсатов из скв. 2 (1-й и 2-й объекты), что, очевидно, связано с их общим генезисом: флюиды генерированы одинаковым по типу и степени катагенетической преобразованности рассеянным ОВ и в разные периоды времени могли быть флюидально обобщены.

Совпали диаграммы для конденсатов в следующих четырех группах:

1) скв. 6 (2-й объект), скв. 5 (2-й и 3-й объекты), скв. 2 (1-й объект);

2) скв. 6 (3-й объект), скв. 4 (2-й), скв. 8 (1-й объект);

3) скв. 1 (1-й объект), скв. 2 (1-й и 2-й объекты);

4) скв. 1 (3-й объект), скв. 7 (1-й объект).

Различие более 5 % наблюдается для флюидов из скв. 1 (3-й объект) и скв. 3 (2-й объект), но при этом общий облик диаграмм сохраняется. Установленные связи между объектами нанесены на схему расположения скважин (рис. 11).

В целом можно отметить, что хорошее флюидосообщение наблюдается между объектами, вскрытыми скв. 2, 4–6 и 8. Между объектами, вскрытыми скв. 1, 3 и 7, флюидосообщение затруднено.

Рекомендации по рациональному использованию углеводородов Южно-Киринского ГКМ

Газ. Исследования состава газа показали, что содержание конденсата, этана, пропана, бутанов значительно превышает их условно применяемые минимально-промышленные концентрации. Согласно Методическому руководству по подсчету балансовых и извлекаемых запасов [9], 3%-ная концентрация этана в газе считается минимально рентабельной при современном технологическом уровне извлечения этана из газа. Этан является ценным химическим сырьем для производства полиэтилена. Пропан-бутановая фракция, представляющая собой сжиженные УВ газы, используется в коммунально-бытовой сфере, в промышленности и в качестве автомобильного топлива. Исходя из потенциального содержания этих компонентов, используемой технологии и объемов добычи газа может быть получен значительный объем пропан-бутановой фракции. Метан представляет собой отличное топливо с точки зрения современной автомобильной промышленности.

Конденсат. Рекомендуется два варианта переработки конденсатов:

1) топливный – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов в качестве основы в процессах получения высококачественных топлив различных марок;

2) нефтехимический – производство ценного УВ сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (температура кипения до 150 °С), поскольку концентрация таких фракций в конденсатах достаточно заметна: метилциклогексана – 4,4–4,7 % масс., толуола – 2,4–2,6 % масс., силололов – 3–4 % масс.

Нефть. Бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты нефтей характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив, не требующих сероочистки.

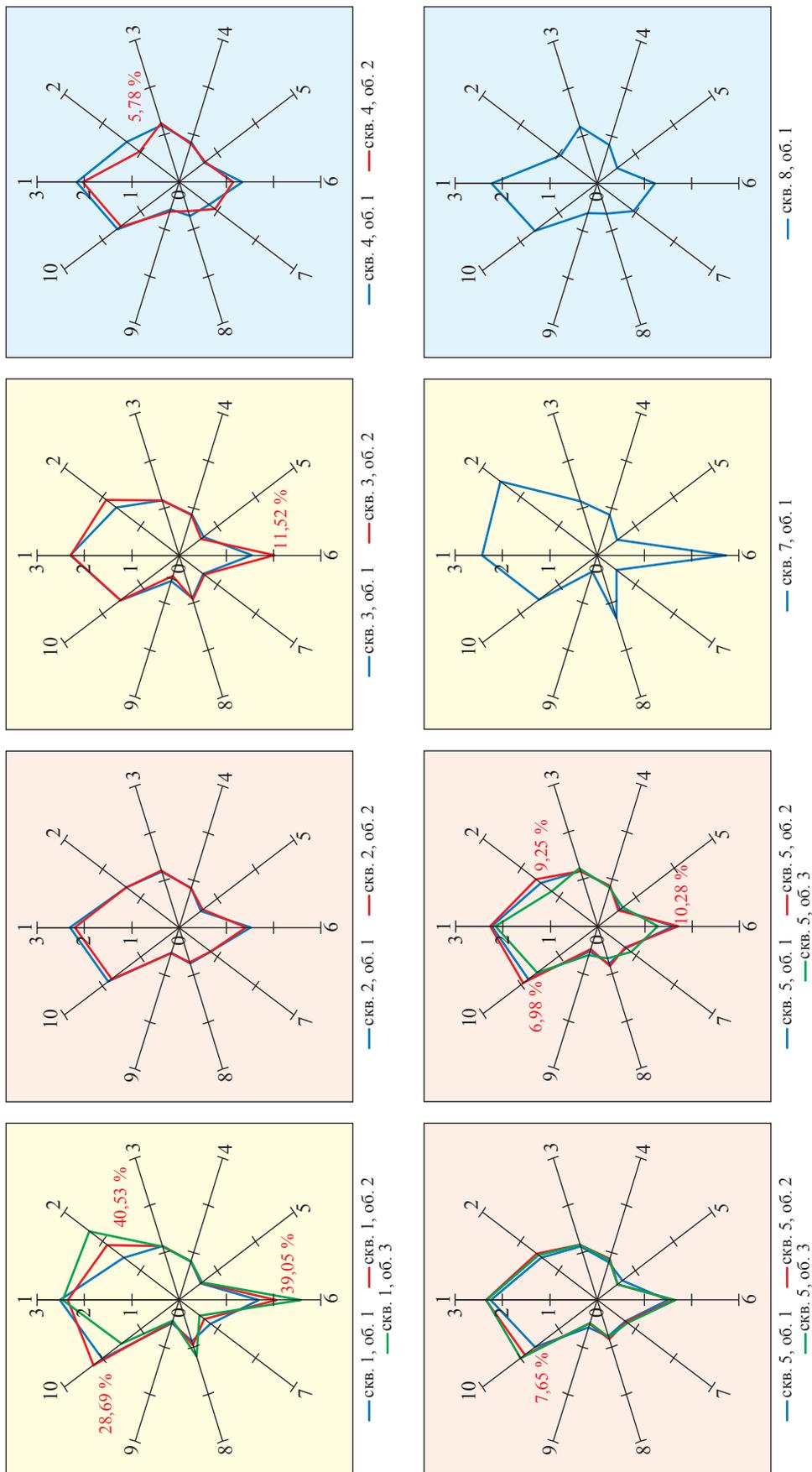


Рис. 9. Диаграммы, построенные по соотношениям парных пиков в интервале хроматограмм C₈-C₁₁ (вертикальное флюидосообщение)

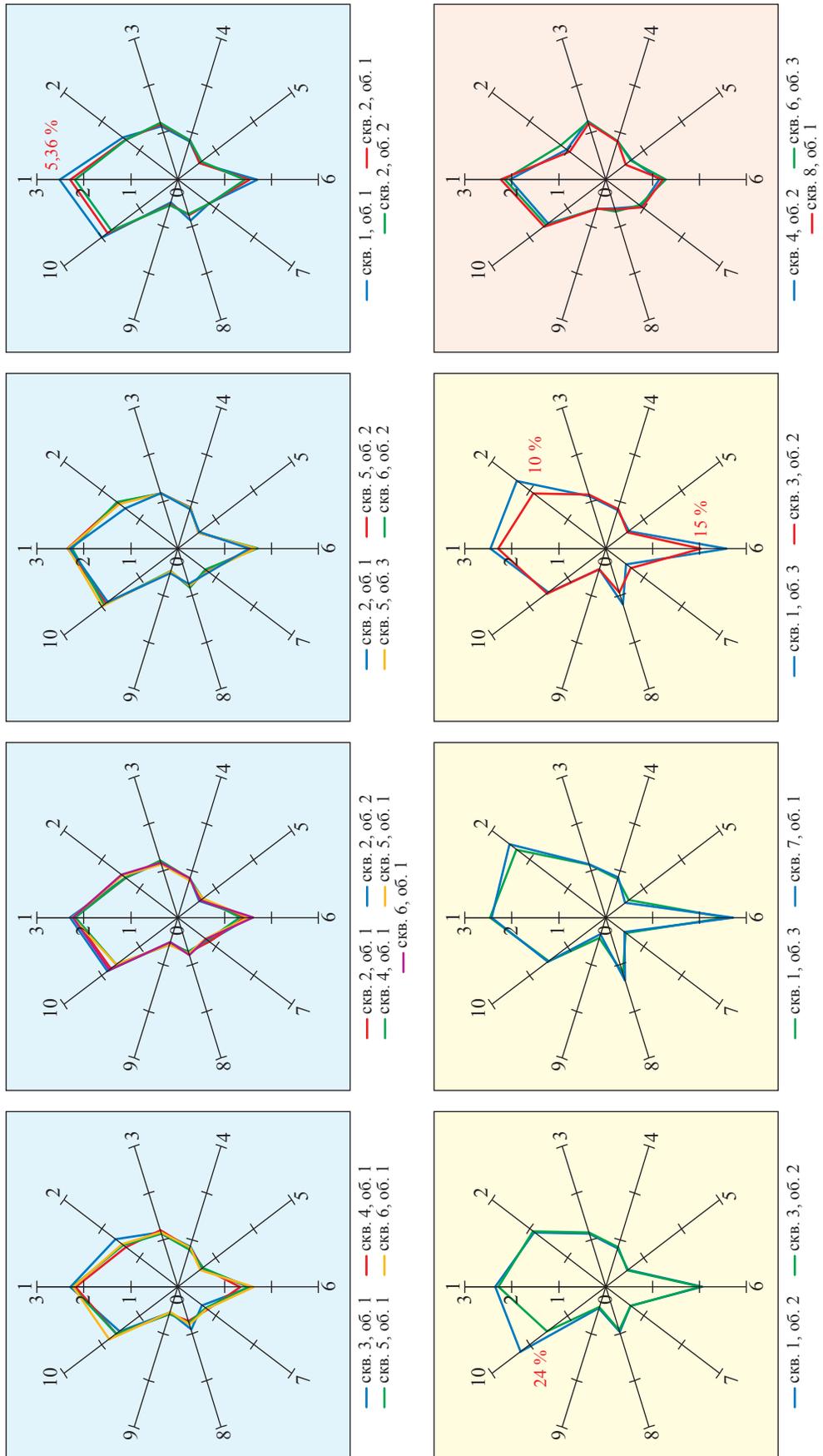


Рис. 10. Сравнение диаграмм для флюидов из разных скважин (латеральное флюидосообщение)

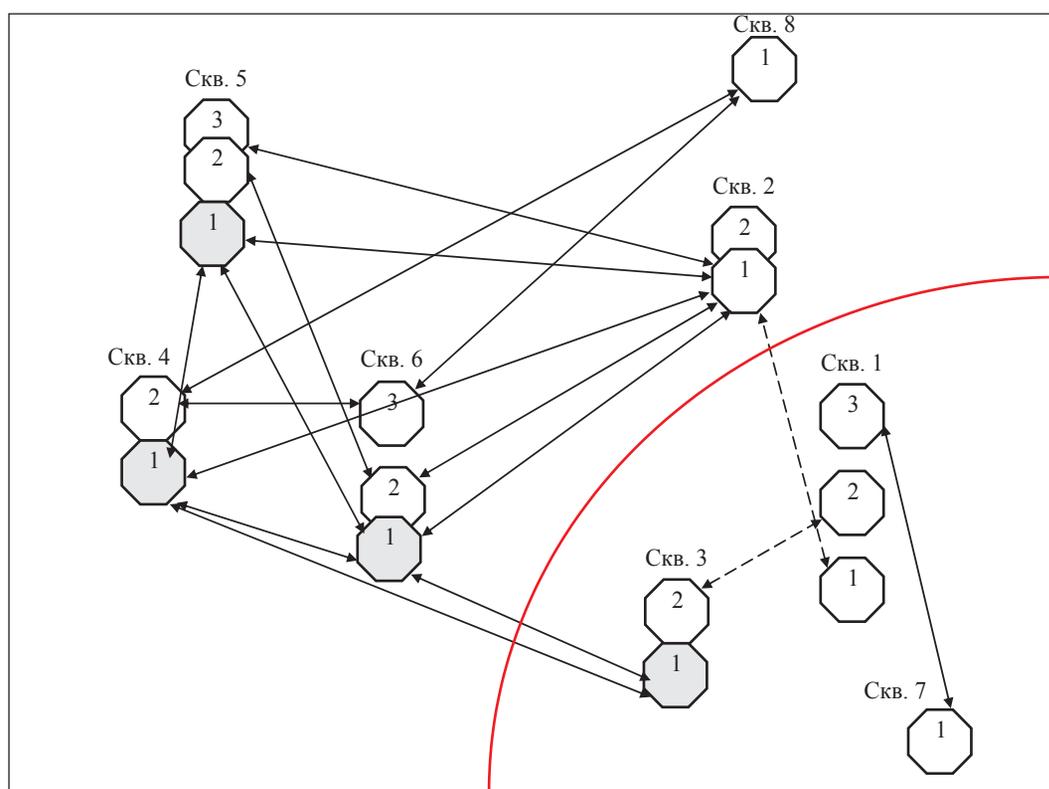


Рис. 11. Схема возможных горизонтальных и вертикальных притоков флюидов

Таким образом, конденсаты Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скв. 1–8 по трем эксплуатационным объектам, по плотности относятся к конденсатам легкого (скв. 1–3, 7) и среднего (скв. 4–6, 8) типов. Это малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые конденсаты метаново-нафтового типа с точки зрения химического состава. Выкипают в интервале температур НК–300 °С с остатком 5,5–7,1 % масс. По физико-химическим характеристикам и фракционному составу конденсаты схожи, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

Нефти Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скв. 3–5, легкие (скв. 4 и 5) или средней плотности (скв. 3). Все нефти выкипают в широком температурном интервале НК–540 °С с остатком 5,6–13,5 % масс. Нефть из скв. 3 по физико-химическим свойствам и фракционному составу более тяжелая по сравнению с другими нефтями. Нефти из скв. 4 и 5 схожи. По групповому углеводородному составу нефти Южно-Киринского месторождения относятся к метаново-нафтовому типу.

Бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов и нефтей характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения высококачественных топлив различного назначения без сероочистки.

Конденсаты и нефти исследованных скважин характеризуются общностью источника образования из ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (лагунное ОВ).

По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Киринского месторождения относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками, по соотношениям углеводородов бензиновых фракций являются вторичными конденсатами, а нефтяная оторочка имеет смешанный генезис. С юго-востока на северо-запад идет обогащение флюидов ароматическими углеводородами, т.е. гумусовой составляющей исходного ОВ.

Выдвинуты предположения о флюидодинамической связи объектов Южно-Киринского месторождения скв. 2, 4–6 и 8. На восточной окраине месторождения, где пробурены скв. 1, 3 и 7, флюидосообщение между объектами затруднено.

Список литературы

1. Чахмахчев В.А. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности / В.А. Чахмахчев, Т.П. Волкова // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
2. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.
3. Попович Т.А. Углеводородные показатели – основа прогноза фазово-генетических типов газоконденсатных скоплений на шельфе Северо-Восточного Сахалина / Т.А. Попович // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997.
4. Виноградова Т.Л. Углеводородные и гетероатомные соединения – показатели термической зрелости органического вещества пород и нефтидов / Т.Л. Виноградова, В.А. Чахмахчев, З.Г. Агафонова и др. // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6.
5. Жузе Н.Г. Остаточная нефтенасыщенность залежей неокома севера Западной Сибири – дополнительный источник УВ-сырья / Н.Г. Жузе // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11.
6. Парасына В.А. Южно-Киринское месторождение – перспективная база газодобычи на Дальнем Востоке России / В.А. Парасына, М.Л. Цемкало, Г.Н. Гогоненков // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3.
7. Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hempkins // Proc. of 16th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association. – 1987.
8. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2.
9. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе / Министерство газовой промышленности; ВНИИГАЗ. – М., 1984.