

УДК 553.98 551.76 (470. 6)

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНО-СТАВРОПОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

Папоротная А.А.

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Нефтекумск
e-mail: anna2273@yandex.ru

Ярошенко А.А.

ОАО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь

Аннотация. На основе сведений о фациально-генетическом типе органического вещества, степени его катагенетического преобразования, толщине нефтегазоматеринских пород и содержании органического углерода в породах проведен расчет количества генерированных и эмигрировавших углеводородов с помощью объемно-генетического метода. Полученные результаты указывают на высокие перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Восточно-Ставропольской впадины и позволяют обоснованно планировать геологоразведочные работы на исследуемой территории.

Ключевые слова: ресурсы, генерация, эмиграция, нефть, газ

Восточно-Ставропольская впадина (ВСВ) является одним из перспективных районов для поиска залежей углеводородов (УВ), что в условиях постоянного истощения минерально-сырьевой базы Ставропольского края особенно актуально. В связи с этим возникает вопрос о достоверной количественной оценке ресурсов УВ в мезозойских отложениях этой территории.

Получить надежные результаты для определения массы УВ, генерируемых нефтегазоматеринскими породами (НГМП), позволяет объемно-генетический метод (ОГМ) количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата, разработанный на основе осадочно-миграционной теории генезиса УВ [1]. Метод базируется на создании модели генерации нефти и газа, которая, в свою очередь, является основой расчетов и построений конечных карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа.

Исходным материалом для оценки ресурсов УВ ОГМ служат сведения о фациально-генетическом типе органического вещества (ОВ) пород, степени его катагенетического преобразования, толщине НГМП и содержании в породах органического углерода ($C_{орг}$). Проведенные геохимические исследования мезозойских отложений ВСВ позволили по комплексу химико-битуминологических и пиролитических показателей выделить НГМП в нижне- среднеюрских и неоком-апталъбских отложениях [4].

Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах нижне-среднеюрских отложений изменяется от 0,3 % (площадь Янкульская) до 1,3 % (площадь Марьинская). В отложениях

неокомского возраста в пределах изучаемой территории содержание $C_{орг}$ достигает 1,3 % (площади Журавская, Круглолесская). В аптских отложениях на территории ВСВ максимальными значениями содержания $C_{орг}$ характеризуется центральная часть ВСВ. Наблюдается уменьшение содержания $C_{орг}$ в северо-западном и юго-восточном направлениях до 0,5 - 0,3 % (Янкульское поднятие, Томузловская ступень). Максимальными значениями содержания $C_{орг}$ в альбских отложениях (до 1,3 %) характеризуются восточная часть Томузловской ступени, центральные части Журавской зоны поднятий и Спицевского прогиба, участок сочленения ВСВ с Терско-Каспийским передовым прогибом (ТКПП).

Установлено, что в ниже- среднеюрских, неокомских, аптских и альбских НГМП ОВ представлено преимущественно II (ниже- среднеюрские, неокомские, аптские и альбские НГМП) и частично III (ниже- среднеюрские НГМП) типами.

Проведенное районирование территории ВСВ с использованием сведений о катагенетической превращенности ОВ, рассеянного в породах, показало, что степень преобразованности НГМП мезозойских отложений различна.

Область развития ниже- среднеюрских отложений с преобразованностью ОВ до МК₁ - МК₃ расположена в юго-западной части ВСВ. Наиболее интенсивные катагенетические превращения ОВ (АК₁) наблюдаются в пределах юго-восточной наиболее погруженной части изучаемой территории (Чернолесский прогиб). Отложения неокомского возраста характеризуются наибольшим уровнем зрелости ОВ - МК₄ в юго-восточной части территории впадины, на остальной части территории ВСВ степень катагенетической превращенности соответствует градациям МК₁ - МК₃. Диапазон степени катагенеза ОВ аптских отложений ограничен градациями ПК - МК₄. Максимальным уровнем катагенетического преобразования ОВ (МК₄) характеризуется территория Чернолесского прогиба (площадь Наримановская). ОВ альбских отложений претерпело катагенетические изменения, соответствующие градациям ПК - МК₃. Наибольшим уровнем превращенности ОВ, соответствующим градации катагенеза МК₃, характеризуются отложения в Чернолесском прогибе и в восточной части Александровско-Георгиевской моноклинали.

Таким образом, проведенные геолого-геохимические исследования позволили получить достаточный объем информации для проведения количественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений мезозойского комплекса пород ВСВ с помощью ОГМ.

Используя методику расчетов [1, 2], в юрских, неокомских, аптских и альбских отложениях были последовательно определены значения плотности генерации ($q_{Н(Г)}^{ген}$) и эмиграции ($q_{Н(Г)}^{эм}$) нефти и газа, количество генерированных ($Q_{Н(Г)}^{ген}$) и эмигрировавших ($Q_{Н(Г)}^{эм}$) нефти и газа.

Расчеты проводились с учетом доли содержания сапропелевой и гумусовой составляющих в ОВ мезозойских пород ВСВ. Зона распространения НГМП (на

карте толщин) покрывалась равномерной сеткой, в узлах которой были произведены соответствующие расчеты.

Расчет плотностей генерации нефти ($q^{\text{ген}}_{\text{н}}$, т/км²) в отдельных точках пространства НГМП производился следующим образом:

$$q^{\text{ген}}_{\text{н}} = C_{\text{орг}} \rho_{\text{мп}} h_{\text{мп}} k_{\text{н}}^{\text{ген}} 10^6 / C^r M_{\text{ост}}, \quad (1)$$

где $k_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации нефти, % от исходной массы ОВ (табл. 1);

$C_{\text{орг}}$ – концентрация остаточного органического углерода в материнских породах, %;

$\rho_{\text{мп}}$ – плотность материнских пород, т/м³, определенная по уравнению зависимости плотности глинистых отложений от глубины их залегания на территории ВСВ:

$$\rho_{\text{мп}} = 0,464 \ln(H) - 1,168; r = 0,700; n = 2354, \quad (2)$$

где H – глубина залегания глинистых отложений,

r – коэффициент корреляции,

n – количество определений;

$h_{\text{мп}}$ – толщина материнских пород, м;

C^r – концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, % (табл. 1);

$M_{\text{ост}}$ – остаточная масса ОВ, % от исходной массы (табл. 1).

Плотность генерации газа ($q^{\text{ген}}_{\text{г}}$) оценивается в нм³/км² как

$$q^{\text{ген}}_{\text{г}} = C_{\text{орг}} \rho_{\text{мп}} h_{\text{мп}} k_{\text{г}}^{\text{ген}} 10^9 / C^r M_{\text{ост}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации газа в процентах от исходной массы ОВ в начале катагенеза (табл. 1).

Таблица 1. Генерация нефти и газа сапропелево-гумусовым ОВ нижнемеловых и юрских отложений [2]

| № п/п | Катагенез (начало градации) | C^r , % | $M_{\text{ост}}$, % | Генерация, % от исходной массы ОВ | |
|----------|-----------------------------------|-----------|----------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| | | | | $k_{\text{генн}}$, % | $k_{\text{генг}}$, % |
| 1 | МК ₁ | 73,59 | 74,58 | 0,40 | 1,32 |
| 2 | МК ₂ | 77,65 | 64,92 | 3,79 | 1,85 |
| 3 | МК ₃ | 81,91 | 52,58 | 10,40 | 2,44 |
| 4 | МК ₄ | 85,4 | 48,68 | 10,40 | 4,06 |

С использованием расчетных значений $q^{\text{ген}}_{\text{н}}$ составлены карты плотности генерации нефти (рис. 1). Аналогичным образом с использованием расчетных значений $q^{\text{ген}}_{\text{г}}$ составлены карты плотности генерации газа.

Количество генерированной нефти (газа) на единичном участке развития НГМП ($Q^{\text{ген}}_{\text{н(г)уч}}$) рассчитывалось с учетом площади этого участка ($S_{\text{уч}}$):

$$Q^{\text{ген}}_{\text{н(г)уч}} = q^{\text{ген}}_{\text{н(г)}} S_{\text{уч}}. \quad (4)$$

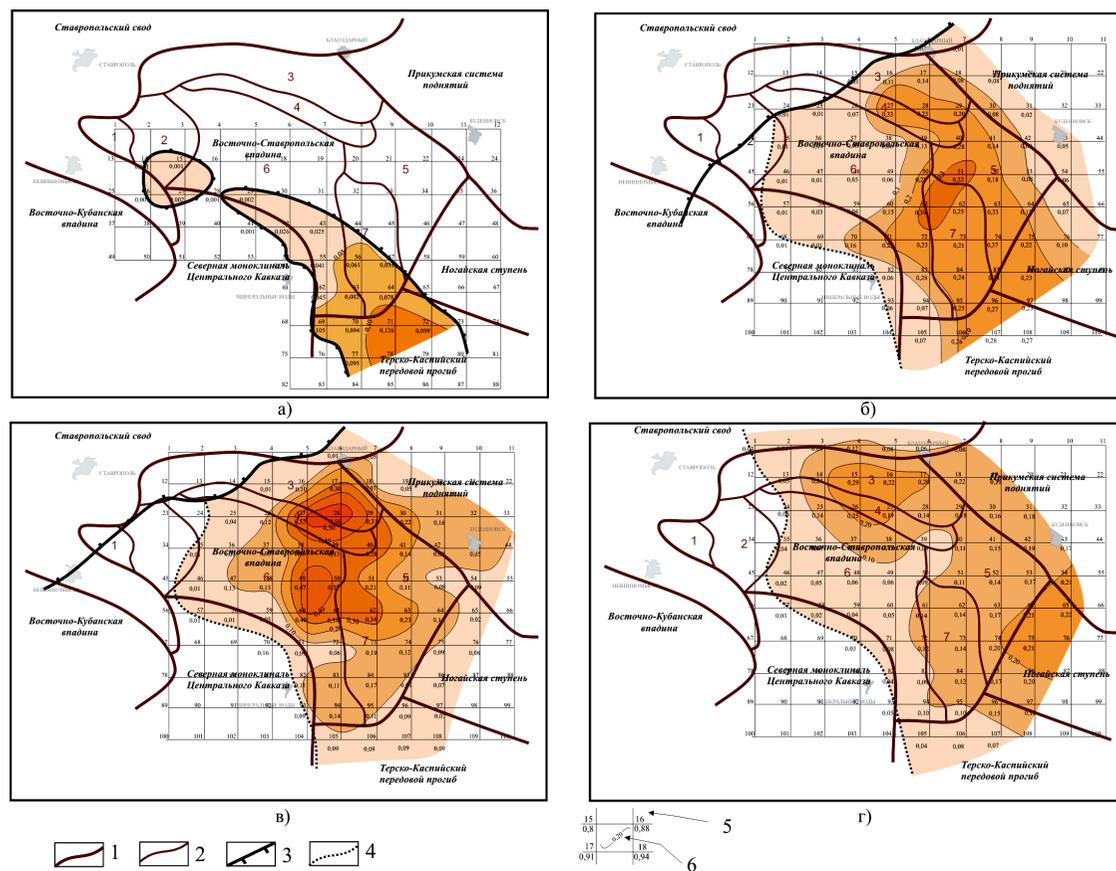


Рис.1. Схематические карты плотности генерации нефти в нижне-среднеюрских (а), неокомских (б), аптских (в) и альбских (г) отложениях Восточно-Ставропольской впадины:

- 1 – границы тектонических элементов 1-го порядка;
 2 – границы тектонических элементов 2-го порядка: 1 – Темнолесский прогиб, 2 – Янкульской поднятие, 3 – Спицевский прогиб, 4 – Журавская система поднятий, 5 – Томузловская ступень, 6 – Александровско-Георгиевская моноклираль, 7 – Чернолесский прогиб;
 3 – граница распространения отложений; 4 – граница зоны генерации жидких углеводородов;
 5 – номер узла сетки плотность генерации нефти ($q^{\text{ген}}_n$); 6 – линии равных значений $q^{\text{ген}}_n$

Общее количество генерированной нефти (газа) определялось путем суммирования количеств УВ, генерированных в пределах отдельных участков территории ВСВ:

$$Q_{\text{ген}}^{\text{н(г)}} = \sum Q_{\text{н(г)уч}}^{\text{ген}}. \quad (5)$$

Плотность эмиграции нефти и газа в расчетных точках нефтегазоматеринских отложений $q_{\text{н(г)}}^{\text{эм}}$ определялась по формуле

$$q_{\text{н(г)}}^{\text{эм}} = q_{\text{н(г)}}^{\text{ген}} K_{\text{н(г)}}^{\text{эм}}, \quad (6)$$

где $K_{\text{н(г)}}^{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции нефти (газа) в д. е.

Коэффициенты эмиграции ($K^{\text{эм}}$) рассчитываются по эмпирическим моделям изменения концентрации и состава синбитумоидов ОВ на последовательных этапах катагенеза. Для осуществления экспрессной оценки прогнозных ресурсов нефти были использованы пределы колебаний $K_{\text{н}}^{\text{эм}}$ на разных стадиях катагенеза (табл. 2).

Таблица 2. Пределы колебаний $K_{\text{н}}^{\text{эм}}$ в процессе катагенеза [2]

| № п/п | Положение ГЗН | Градация катагенеза | $K_{\text{н}}^{\text{эм}}$, д.ед. |
|-------|---------------|---------------------|------------------------------------|
| 1 | Начало ГЗН | МК ₁ | 0,02 - 0,05 |
| 2 | Середина ГЗН | МК ₂₋₃ | 0,32 - 0,56 |
| 3 | Конец ГЗН | МК ₄ | 0,65 - 0,85 |
| 4 | Глубже ГЗН | МК _{4...} | 0,9 - 0,95 |

При расчетах плотности эмиграции газа учитывалось, что величина $K_{\text{г}}^{\text{эм}}$ всегда остается более 0,9 - 0,95 [2].

На основании расчетных данных построены карты плотностей эмиграции нефти и газа при минимальном и максимальном коэффициентах эмиграции.

Количество эмигрировавшей нефти (газа) на единичном участке нефтегазоматеринских отложений $Q_{\text{н(г)уч}}^{\text{эм}}$ рассчитывалось с учетом площади каждого участка ($S_{\text{уч}}$) как

$$Q_{\text{н(г)уч}}^{\text{эм}} = q_{\text{н(г)}}^{\text{эм}} S_{\text{уч}}. \quad (7)$$

Суммарное количество эмигрировавшей нефти (газа) всех участков $Q_{\text{н(г)}}^{\text{эм}}$ определялось как $\sum Q_{\text{н(г)уч}}^{\text{эм}}$.

Расчет коэффициентов плотности генерации и эмиграции нефти и газа в ниже- среднеюрских отложениях показал, что наибольшим значениям этих параметров соответствует юго-восточная часть изучаемой территории (зона сочленения ВСВ с ТКПП). Максимальные значения составляют: $q_{\text{н}}^{\text{ген}} = 0,092 - 0,127$ млн т/км² и $q_{\text{г}}^{\text{ген}} = 0,27 - 0,52$ млрд м³/км², $q_{\text{н}}^{\text{эм}} = 0,084 - 0,122$ млн т/км² и $q_{\text{г}}^{\text{эм}} = 0,25 - 0,36$ млрд м³/км².

В неокомских отложениях максимальные значения коэффициентов плотности генерации и эмиграции нефти и газа достигают в Чернолесском прогибе: $q_{\text{н}}^{\text{ген}} = 0,33 - 0,39$ млн т/км² и $q_{\text{г}}^{\text{ген}} = 0,13 - 0,16$ млрд м³/км², $q_{\text{н}}^{\text{эм}} = 0,10 - 0,12$ млн т/км² и $q_{\text{г}}^{\text{эм}} = 0,10 - 0,21$ млрд м³/км².

Наибольшим значениям коэффициентов плотностей генерации и эмиграции нефти и газа в аптских отложениях соответствует восточная часть Александровско - Георгиевской моноклинали, Журавского поднятия и Спицевского прогиба: $q^{ген}_н = 0,47 - 0,56$ млн т/км² и $q^{ген}_г = 0,10 - 0,13$ млрд м³/км², $q^{эм}_н = 0,21 - 0,25$ млн т/км² и $q^{эм}_г = 0,10 - 0,11$ млрд м³/км².

Значения коэффициентов плотности генерации и эмиграции нефти и газа в альбских отложениях увеличиваются в северо-восточном направлении. Максимальные значения соответствуют зоне Журавского поднятия и Спицевского прогиба: $q^{ген}_н = 0,25 - 0,29$ млн т/км² и $q^{ген}_г = 0,18 - 0,22$ млрд м³/км², $q^{эм}_н = 0,11 - 0,13$ млн т/км² и $q^{эм}_г = 0,16 - 0,19$ млрд м³/км².

Результаты расчетов количеств жидких и газообразных УВ, генерированных мезозойскими НГМП и эмигрировавших из них в пределах территории ВСВ, приведены в табл. 3.

Таблица 3ю Количество углеводородов, генерированных и эмигрировавших из мезозойских нефтегазоматеринских пород Восточно-Ставропольской впадины

| Нефтегазоматеринские отложения | Генерированные углеводороды | | Эмигрировавшие углеводороды | |
|--------------------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|
| | нефть, млн т | газ, нм ³ | нефть, млн т | газ, нм ³ |
| нижне- среднеюрские | 319,7 | 530,9 | 155,3 | 452,8 |
| неокомские | 1140,5 | 829,4 | 933,3 | 516,3 |
| аптские | 1177,8 | 776,4 | 943,3 | 475,3 |
| альбские | 1119,6 | 950,7 | 1122,0 | 1047,7 |

Если принять коэффициент аккумуляции ($K_{ак}$) равным 0,06 (П.А. Петренко и др. ИГиРГИ, 2000), начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья в мезозойских отложениях ВСВ составят 297,77 млн т. у.т., в т. ч. : в юрских отложениях – 36,5 млн т. у.т., в нижнемеловых – 261,27 млн т. у.т.

Выполненные исследования позволили количественно охарактеризовать перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений ВСВ, многочисленные признаки которой были получены в процессе опробования и испытания скважин. Так, при испытании в эксплуатационной колонне нижне- среднеюрских отложений был получен приток газа на Янкульской площади; в верхнеюрских отложениях отмечено повышенное содержание воднорастворенного газа в скважине № 10 Веселовская; при опробовании верхнеюрских отложений наблюдалось разгазирование глинистого раствора в скважинах № 13 Журавская, № 3 Пашолкинская, № 1 Александровская; в нижнемеловых отложениях выявлена газоконденсатная залежь в районе Веселовской и Северо-Нагутской площадей; на площади Журавская получены притоки воды с повышенным содержанием растворенного газа и с

пленками нефти; на Южно-Спасской площади из нижнемеловых отложений получен приток газоконденсата и др. [3].

Таким образом, анализ всей имеющейся информации и результаты расчетов указывают на высокие перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений ВСВ. Исследуемая территория представляет несомненный интерес как один из источников прироста запасов углеводородного сырья в Ставропольском крае.

Литература

1. Меленевский В.Н., Ларичев А.И., Сухоручко В.И. Оценка генерационно-аккумуляционных свойств нефтематеринских отложений с помощью данных пиролиза // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: тез. докл. IV междунаро. конф.. М.: ГЕОС, 2001. С. 306 - 308.

2. Аленин В.В., Батулин Ю.Н., Белонин М.Д., и др. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 с.

3. Папоротная А.А. Ярошенко А.А. Особенности геологического строения Восточно-Ставропольской впадины // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. С. 21-26.

4. Ярошенко А.А., Папоротная А.А., Бигун П.В. Условия накопления и закономерности распределения органического вещества в мезозойских отложениях Восточно-Ставропольской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 6. С. 20 - 26.

QUANTITATIVE CHARACTERISTICS OF THE OIL AND GAS MESOZOIC EAST-STAVROPOL DEPRESSION

A.A. Paporotnaya

LLC "OC "Rosneft" - STC", Krasnodar, Russia

e-mail: anna2273@yandex.ru

A.A. Yaroshenko

SevKavNIPIGaz JSC, Stavropol, Russia

Abstract. *The article, based on information about the facies-genetic type of organic matter, its degree of catagenetic conversion, oil-gas-source strata thickness and organic carbon content in the rocks was calculated amount of hydrocarbons generated and emigrated with three-genetic method. The results indicate the high oil and gas potential of the Mesozoic deposits of the East Basin and the Stavropol can reasonably plan for exploration work in the investigated territory.*

Keywords: *resources, generation, immigration, oil and gas*

References

1. Melenevskii V.N., Larichev A.I., Sukhoruchko V.I. Otsenka generatsionno-akkumulyatsionnykh svoystv neftematerinskiikh otlozhenii s pomoshch'yu dannykh piroliza (Estimation the generation and accumulation properties of source-bed using data from the pyrolysis), *Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza: tez. dokl. IV mezhd. konf. (Abstracts of IV international conference "New ideas in geology and geochemistry of oil and gas")*. Moscow: GEOS, 2001. PP. 306 - 308.
2. Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.D., i dr. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefiti, gaza i kondensata Rossii. (A methodological guide for the quantitative and economic evaluation of oil, gas and condensate resources of Russia). Moscow: VNIGNI, 2000. 189 p.
3. Paporotnaya A.A. Yaroshenko A.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya Vostochno-Stavropol'skoi vpadiny (The geological features of the East-Stavropol Depression) in *Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* ("Geology, drilling, development and exploitation of gas and condensate fields" Series). Moscow: IRC Gazprom, 2008. PP. 21-26.
4. Yaroshenko A.A., Paporotnaya A.A., Bigun P.V. Usloviya nakopleniya i zakonomernosti raspredeleniya organicheskogo veshchestva v mezozoiskikh otlozheniyakh Vostochno-Stavropol'skoi vpadiny (Conditions of accumulation and law of distribution of organic substance in Mesozoic sediments of the East Stavropol Cavity), *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, Issue 6, pp. 20 - 26.