

ным методом и методом падения пластового давления (по методу падения пластового давления запасы примерно в 2 раза выше) позволяет также предполагать наличие на севере изучаемого месторождения подпитывающей структуры.

Таким образом, по кривой ПС, отражающей палеогидродинамику среды седиментации, удалось проследить пространственное размещение фации в различных обстановках осадконакопления и выявить зоны с хорошими емкостными свойствами.

УДК 553.98.041:550.4

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАТФОРМЕННОГО БАШКОРТОСТАНА

Т.В. Иванова, Н.П. Егорова, Р.Х. Масагутов, А.И. Ларичев
(БашНИПИнефть, СНИИГТ и МС)

Рифейские отложения на территории платформенного Башкортостана выполняют крупные грабеновые прогибы рифтогенного генезиса [4]. Толщина их в наиболее погруженной юго-восточной части составляет не менее 15000 м. Вендские породы плащеобразным чехлом перекрывают рифейские, и их максимальная толщина в том же районе равна 1300...1400 м.

Геохимические исследования органического вещества (ОВ) и битумоидов (Б) в рифейско-вендских отложениях платформенного Башкортостана, проводимые в БашНИПИнефти в течение нескольких десятилетий, позволили выделить в их составе ряд нефте- и газопроизводящих толщ (НГПТ). Вновь проведенные химико-битуминологические и пиролитические исследования рассматриваемых осадочных пород в СНИИГТ и МС (г. Новосибирск) уточнили геохимическую характеристику ранее выделенных НГПТ и дополнили их список новыми (петнурская и минаевская свиты нижнего рифея), дали возможность определить нефтегенерационный потенциал и степень катагенетической преобразования (уровень «зрелости») отдельных НГПТ.

На современном этапе изученности в составе рифейско-вендских отложений (при разбуренности их до глубины 5500 м) на рассматриваемой территории можно выделить восемь нефтепроизводящих (НПТ) и две газопроизводящие (ГПТ) толщи. Они характеризуются увеличенным содержанием $S_{орг.}$ и в большинстве случаев повышенной битуминозностью.

В нижнем и среднем рифее установлено восемь НГПТ. К категории НПТ относятся терригенно-карбонатные и карбонатные отложения петнурской,

Приведены результаты химико-битуминологических и пиролитических исследований рифейско-вендских отложений платформенного Башкортостана. По полученным данным удалось выделить в этих осадочных породах ряд нефте- и газопроизводящих толщ, определить их нефтегенерационный потенциал и степень катагенетической преобразования (уровень «зрелости»).

The results of chemical-bitumenological and pyrolysis investigations of riphean-venedian deposits of platformed Bashkortostan are given. Received data made it possible to separate in these sedimentary rock the row of oil- and gas producing beds, to determinate their oil generation potential and degree of katagenetic reconstitution (level of "maturity").

минаевской и калтасинской свит нижнего рифея, которые широко развиты на рассматриваемой территории, но вскрыты бурением только на западе и северо-западе. Первые две свиты в пределах Башкортостана изучены в скв. 7000 — Арлан (рисунок). В составе калтасинской свиты выделяются три подсвиты — саузовская, арланская и

ашитская, отличающиеся друг от друга по геохимической характеристике слагающих их осадочных пород и образующие самостоятельные НПТ. Отложения калтасинской свиты изучали по результатам бурения нескольких скважин (7000 — Арлан, 82 — Орьбаш, 4 — Аслы-Куль и др.). Мощность рассматриваемых толщ изменяется от 300 до 1600 м, составляя в сумме около 5000 м. Накопление осадков рассматриваемых толщ происходило в слабо восстановительной и восстановительной геохимических обстановках, соответствующих сидеритовой, сульфидно-сидеритовой и сидерито-сульфидной фациям.

Преобладающие значения $S_{орг.}$ для изучаемых толщ равны десяткам и сотым долям процента на исходную массу породы. Фоновое содержание битумоидов составляет тысячные и сотые доли процента. Наиболее высоким содержанием $S_{орг.}$ отличается ашитская подсвита, имеющая толщину 1600 м и сложенная сингенетичными доломитами. Содержание $S_{орг.}$ в них составляет десятые доли процента (0,1...0,7 %), редко возрастая до 2,5 и даже 9,9 %. В породах с высоким содержанием $S_{орг.}$ количество битумоидов увеличивается до десятых долей процента. Самыми бедными по содержанию $S_{орг.}$ (0,03...0,1 %) являются карбонатно-глинистые породы арланской подсвиты, образовавшиеся в макси-

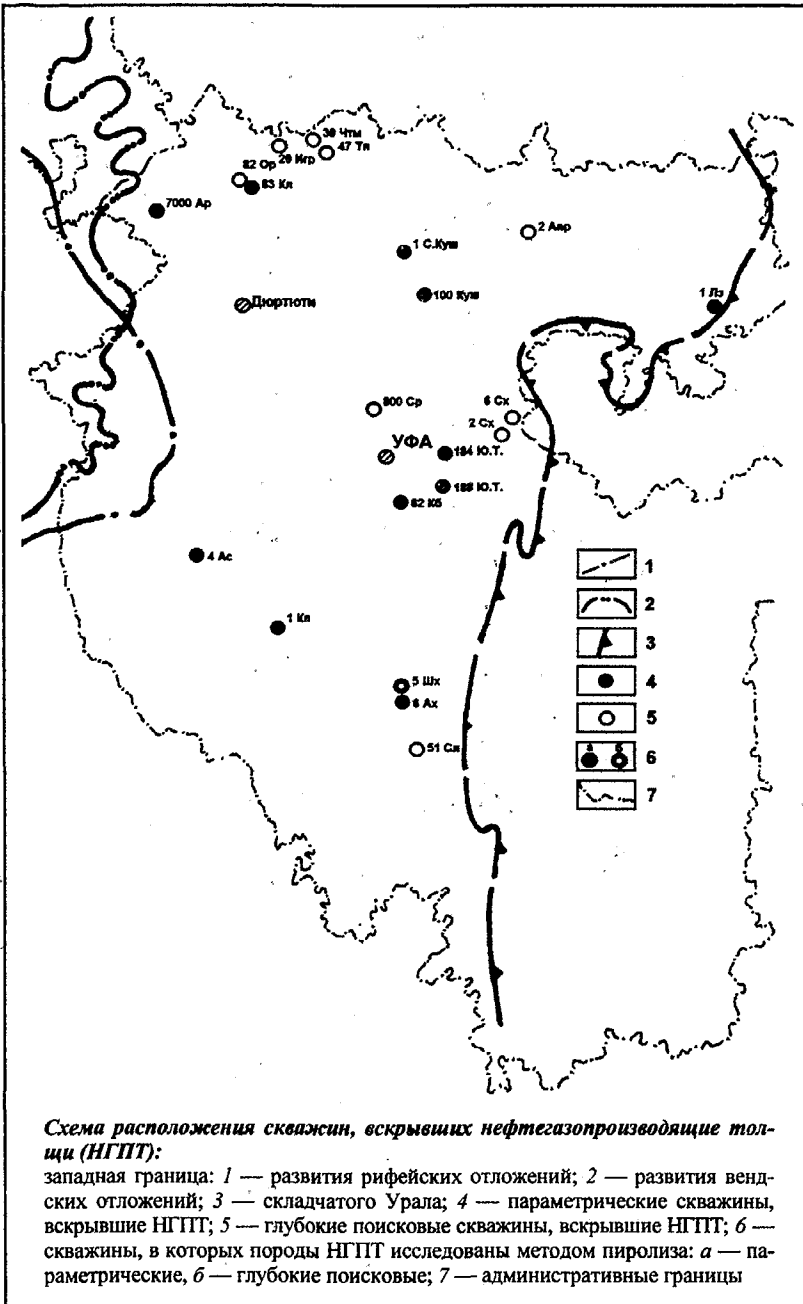


Схема расположения скважин, вскрывших нефтегазопроизводящие толщи (НГПТ):

западная граница: 1 — развития рифейских отложений; 2 — развития вендских отложений; 3 — складчатого Урала; 4 — параметрические скважины, вскрывшие НГПТ; 5 — глубокие поисковые скважины, вскрывшие НГПТ; 6 — скважины, в которых породы НГПТ исследованы методом пиролиза: а — параметрические, б — глубокие поисковые; 7 — административные границы

мально глубоководных условиях и характеризующиеся литолого-геохимическими признаками, присущими геосинклинальным фациям [2].

Все вышеназванные НГПТ характеризуются низкими значениями битумоидного коэффициента $\beta_{ХВ}(\beta_{ХВ}/\beta_{ХВ} + \beta_{СП})$, равного 2...3, редко увеличивающегося до 5...9, что указывает на сингенетичный характер битумоидов. Тип битумоидов изменяется от легких маслянистых при низких содержаниях до маслянистых и маслянисто-смолистых при более высоких их значениях.

Методом пиролитических исследований в осадочных породах рассматриваемых НГПТ установлено, что содержание углеводов ($S_{УВ}$, %) составляет сотые доли процента (0,01...0,087 %), редко увеличиваясь до 0,2 % (табл. 1). Наибольшие значения нефтегенерационного потенциала керогена Н1

($S_2/C_{орг.}$, мгУВ/г $C_{орг.}$) установлены для глинистых пород самой древней петнурской свиты (среднее значение двух определений — 280). По своим генерационным показателям это породы «среднего» типа [3]. Для пород саузовской и арланской подсвит (16 определений) величина Н1 составила 130. Это отложения «бедного» типа. Однако невысокие значения геохимических показателей при суммарной мощности НГПТ в несколько километров дают основание полагать, что генерируемые ими углеводороды (УВ) в массе составляют миллионы тонн [1].

По вычисленному показателю термической устойчивости (ПТУ), равному 0,53...0,63, степень катагенеза ОВ в рассматриваемых НГПТ на глубинах 1900...4500 м соответствует стадии МК₂ (табл. 2), в зоне которой отдача УВ толщами все еще достаточно высока.

В мощных (3500 м и более) отложениях калтасинской свиты установлены неоднократные газопроявления, что свидетельствует о приобретении ею газогенерирующих качеств на больших (6...8 км) глубинах. Вполне оправданно представление о том, что огромные по объему непроницаемые нефтегазопроизводящие доломиты могут содержать в трещиновато-кавернозных зонах первичные залежи нефти и газа. Промышленно-геофизические материалы подтверждают наличие проницаемых зон в толще монолитных корбонатов калтасинской свиты.

В составе нижнего и среднего рифея выявлены две газопродуцирующие толщи (ГПТ) — кабаковская свита, завершающая разрез нижнерифейских отложений, и акбердинская толща

ольховской свиты среднего рифея. Обе толщи развиты только в восточных районах, соответствующих глубоководным частям рифейских палеобассейнов. Кабаковская свита вскрыта на глубине 5400 м двумя скважинами (62 — Кабаково, 1 — Кипчак). Вскрытая толщина ее составляет не более 90 м. Акбердинская толща пройдена бурением шестью скважинами (1 — Северо-Кушкуль, 100 — Кушкуль, 47 — Тепляки, 62 — Кабаково, 1 — Кипчак и 1 — Леузы) на глубинах от 2500 до 5000 м. Мощность ее составляет 60...100 м. В составе обеих ГПТ преобладают темно-серые, почти черные, слабо углистые аргиллиты, содержащие прослой алевролитов, реже доломитов и песчаников. Формирование их происходило в восстановительной обстановке. Этому способствовало повышенное содержание $C_{орг.}$. В черных аргиллитах обеих толщ количество $C_{орг.}$ составляет 0,20...0,69 %, однако биту-

Таблица 1

Результаты пиролитического исследования ОБ пород

Интервал, м	Порода	Возраст	$C_{орг.}$ %	$S_{уб.}$ %	НП	T_{max} °C
Арлан, 7000						
1927,1...1931,2	Изв.глин.	R_1^{sh}	0,28	0,016	55,4	450
2389,9...2396,4	Аргиллит	R_1^{ar}	0,11	0,011	102	450
2499,5...2501,6	Изв.глин.	R_1^{ar}	0,12	0,019	158	450
2707,4...2709,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,26	0,036	138	450
2758,8...2760,2	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,90	0,2	222	455
2801,1...2807,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,46	0,07	152	370
2801,0...2807,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,21	0,027	129	450
2840,3...2843,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,14	0,014	100	450
2840,3...2843,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,12	0,016	129	440
3057,4...3060,4	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,22	0,025	112	450
3097,4...3103,3	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,16	0,012	75	445
3156,3...3161,4	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,15	0,018	117	450
3209,2...3214,9	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,1	0,009	85	450
3387,8...3394,0	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,18	0,027	147	450
3445,9...3449,3	Изв.глин.	R_1^{sv}	0,1	0,01	100	445
3449,3...3454,1	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,11	0,01	92,7	450
3482,1...3487,6	Дол.глин.	R_1^{sv}	0,21	0,014	64,3	450
3620,0...3625,2	Алевролит	R_1^{mn}	0,1	0,022	217	450
4228,2...4235,0	Алевролит	R_1^{mn}	0,14	0,049	348	445
4275,2...4280,0	Алевролит	R_1^{nr}	0,1	0,05	502	450
4494,6...4501,3	Аргиллит	R_1^{pr}	0,11	0,03	268	450
4494,6...4501,3	Аргиллит	R_1^{pr}	0,45	0,087	193	445
Шихан, 5						
1934,9...1939,4	Аргиллит	V^{kl}	12,35	2,24	181	445
2098,4...2099,2	Аргиллит	V^{kl}	13,88	2,24	162	450
2467,2...2770,0	Алевр.глин.	V^{sl}	17,23	3,72	216	440
2467,2...2470,0	Песчаник	V^{sl}	0,11	0,011	102	445
2577,1...2579,1	Алевролит	V^{sl}	0,12	0,022	183	445
2600,6...2602,6	Алевролит	V^{sl}	0,11	0,018	165	450
2876,5...2877,9	Аргиллит	V^{sp}	0,43	0,057	133	440
2924,0...2927,0	Аргиллит	V^{sp}	0,08	0,025	309	440
2940,4...2941,5	Аргиллит	V^{sp}	0,12	0,023	193	450
2987,2...2990,5	Алевролит	V^{sp}	0,06	0,024	403	445
3005,7...3009,8	Песчаник	V^{bk}	0,06	0,02	333	435
3272,0...3274,9	Аргиллит	R_3^{sh}	0,17	0,092	541	435

Таблица 2

Результаты анализа ОБ осадочных пород и показатель термической устойчивости (ПТУ) для скв. 7000 — Арланской

Интервал отбора, м	Порода	Возраст	Сн.о., % вес. метод	ПТУ	Градация катагенеза по ПТУ
2449,5...2505,6	Известняк гл.	R_1^{ar}	0,70	0,53	МК ₂
2707,4...2709,3	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,85	0,56	МК ₂
2758,8...2760,2	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,92	0,59	МК ₂
2801,1...2807,3	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,26	0,56	МК ₂
2801,1...2807,3	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,45	0,60	МК ₂
2840,3...2843,3	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,44	0,54	МК ₂
3097,4...3103,2	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,30	0,63	МК ₂
3387,8...3394,0	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,27	0,56	МК ₂
3449,3...3454,1	Доломит гл.	R_1^{sv}	0,24	0,58	МК ₂
4494,6...4501,3	Аргиллит	R_1^{pr}	0,80	0,55	МК ₂

моиды практически отсутствуют. Обнаружены они лишь в 30 % изученных образцов акбердинской толщи в количестве десятитысячных долей процента. Крайне низкое по отношению к $C_{орг.}$ содержание битумоидов или практическое их отсутствие — показатель прохождения ОБ данных толщ стадии нефтеобразования и нахождения на стадии газооб-

разования. Это подтверждается газопроявлениями в песчаниках тукаевской свиты в местах залегания их на кабаковской свите. В скв. 62 — Кабаково по данным газового каротажа газ содержал 33 % метана, 4,7 % этана, десятые доли процента пропана, а также 60 % азота. После кислотной обработки пласта газ горел в течение 3 ч. В скв. 1 — Леузы в результате испытания в открытом стволе на приток пластового флюида интервала 5066,0...5109,8 м был получен глинистый раствор с углеводородным газом.

В верхнерифейском комплексе повышенным содержанием $C_{орг.}$ и битумоидов отличаются сероцветные отложения кармалкинской подсвиты прикутовской свиты и шиханской свиты, входящих в состав единого седиментационного цикла. Геохимическая характеристика их одинакова, поэтому выделяем одну кармалкинско-шиханскую НПТ, развитую в восточных районах и вскрытую на глубинах 3050...3080 м (скв. 62 — Кабаково, 6 — Ахмерово, 5 — Шихан, 100 — Кушкуль, 1 — Леузы). Генерирующую УВ функцию несут серые и темно-серые известняки, мергели и почти черные аргиллиты. Накопление осадков НПТ происходило в восстановительных условиях сульфидно-сидеритовой геохимической фации. Мощность толщи 500...800 м.

Содержание $C_{орг.}$ составляет 0,12...0,17 %. Битумоиды обнаружены повсеместно в количестве тысячных и сотых долей процента. Они представлены легким маслянистым типом. Маслянистый и осмоленный типы встречаются лишь в единичных образцах. Коэффициент $\beta_{хв}$ составляет 1,6...3,8, что подтверждает сингенетичную природу битумоидов. Результаты пиролитических исследований аргиллитов рассматриваемой НПТ скв. 5 — Шихан с глубины 3272...3280 м выявили самое высокое для рифея значение НП, равное 522...544 (табл. 1, 3). Индекс нефтяной продуктивности $PI (S_1/S_{1+2})$ равен 0,67. Количество под-

вижной микро нефти (S_1) составило 0,50 мг/г породы, что значительно превышает значения, выявленные для рифейских НПТ. Полученные данные свидетельствуют о наличии «богатых» нефтематеринских пород в составе верхнерифейского комплекса, высокой активности процессов перераспределения новообразованной микро нефти. Высокие значения

Результаты пиролиза ОБ пород в скв. 5 — Шихан

Порода	Возраст	Интервал отбора образцов, м	C _{орг.} на Н.О., %	C _{орг.} , %	УВ, мг/г породы		PI	T _{max} , °C	HI
					S ₁	S ₂			
Аргиллит	V ^{кр}	1934,9...1939,4	12,25	0,1	0,04	0,21	0,16	433	222
Аргиллит	V ^{кр}	2026,7...2027,1	13,88	0,11	0,06	0,23	0,21	431	201
Аргиллит	V ^{кр}	2098,4...2099,2	17,23	0,23	0,13	0,75	0,15	432	327
Песчаник	V ^{сл}	2577,1...2579,1	0,12	0,1	0,08	0,08	0,50	—	74
Аргиллит	V ^{сп}	2876,5...2877,9	0,43	0,39	0,15	0,25	0,37	424	66
Песчаник	V ^{сп}	3005,7...3009,8	0,06	0,05	0,35	0,16	0,69	—	295
Аргиллит	R ₃ ^ш	3275,4...3277,9	0,17	0,05	0,50	0,25	0,67	—	522

PI указывают на то, что толща прошла главную фазу нефтеобразования (ГФН), но при этом полностью не растратила свой генерационный потенциал. В перекрывающих кармалкинско-шиханскую НПТ песчаниках байкибашевской свиты венда отмечены неоднократные нефтепроявления, непромышленные (Сивинская площадь) и промышленные (Соколовская площадь) притоки нефти в южной части Пермской области.

По данным лабораторных исследований в вендском комплексе выделены две НПТ — старопетровская и карлинская свиты, имеющие преимущественно глинисто-алевритовый состав. Количественное соотношение разновалентных форм железа и состав аутигенных минералов характеризуют окислительно-восстановительную обстановку в период седиментации как слабо восстановительную и восстановительную, соответствующие сидеритовой, сульфидно-сидеритовой и сульфидно-глауконитовой геохимическим фациям.

Наилучшими геохимическими показателями обладают породы старопетровской свиты северо-западной (скв. 20 — Игровка, 39 — Четырман, 82, 83 — Орьебаш, 47 — Тепляки, 2 — Апрельво, 800 — Сергеевка и др.) и юго-восточной (скв. 184, 188 — Южно-Тавтиманово, 62 — Кабаково, 6 — Ахмерово, 5 — Шихан, 51 — Салихово и др.) частей рассматриваемой территории. На северо-западе старопетровская свита залегает на глубинах 2000...2100 м, толщина ее изменяется от нескольких до 200 м. Она завершает здесь разрез венда. На юго-востоке глубина залегания старопетровской свиты увеличивается до 2600...3200 м, толщина ее возрастает до 350...425 м.

Содержание C_{орг.} в глинисто-алевритовых породах старопетровской свиты изменяется от 0,12 до 0,76 %, а в одном случае (скв. 5 — Шихан) составило 12,26 %. Битуминозность пород варьирует от тысячных до сотых долей процента. Тип битумоида маслянистый и маслянисто-смолистый (табл. 4). Наблюдаются прямая количественная связь между содержанием битумоидов (Б_{ХБ}) и C_{орг.}, равное содержание или преобладание Б_{СПБ} над Б_{ХБ}, низкий коэффициент β_{ХБ} (2,5...3,0) и высокая степень окисленности битумоидов (содержание гетероэлементов достигает 16 %). Исходя из сказанного, эти породы следует рассматривать как первично битуминозные.

Таблица 4

Групповой состав битумоидов аргиллитов венда в скв. 5 — Шихан

Интервал, м	Возраст	УВ, %	Смолы, %	Асфальтены, %	Асфальтогеновые кислоты, %
2680,0...2682,2	V ^{сп}	23,9	60,69	4,3	11,11
2098,4...2099,2	V ^{кр}	17,14	56,43	26,43	—
1934,9...2027,1	V ^{кр}	17,72	66,46	15,82	—

Результаты пиролиза трех образцов глинистых пород старопетровской свиты в скв. 5 — Шихан выявили преобладание S₂ (в среднем 0,25 мг/г) над S₁ (0,15 мг/г); индекс нефтяной продуктивности PI составил 0,37, что указывает на неполную реализацию толщей своего нефтегенерационного потенциала, который равен 230 («средний» тип). Высокие значения PI (0,50...0,69), установленные для перекрывающих старопетровскую свиту салиховских песчаников, служат признаком нефтяных залежей в рассматриваемых песчаных коллекторах.

Завершающая разрез венда карлинская свита обнаруживает качества НПТ в наиболее погруженных местах своего развития — на юго-востоке территории (скв. 2, 6 — Сухопольские, 6 — Ахмерово, 5 — Шихан, 51 — Салихово и др.). Здесь свита залегает на глубинах 1600...3000 м, толщина ее 300...600 м.

По количественной характеристике C_{орг.} и битумоидов породы карлинской свиты во многом схожи со старопетровской. Однако для них выявлены концентрации битумоида ХБ, достигающие нередко 0,11...0,19 %. В этих случаях отношение Б_{СПБ}/Б_{ХБ} уменьшается до 0,9...0,5. Преобладающие значения коэффициента β_{ХБ} невысокие (1,1...5,1), редко увеличивающиеся до 7,4...11,4, что можно рассматривать как следы проявления миграционных процессов. На эпигенетический характер подобных битумоидов указывают также особенности их компонентного состава — пониженное содержание асфальтенов (до 10 %) и высокое количество масел (61...73 %). В элементном составе битумоидов наблюдаются значительные колебания содержания углерода (69...84 %) и гетероэлементов (5...21 %). Приведенные данные свидетельствуют о присутствии в породах карлинской свиты битумоидов как синтетических, так и смешанного типа.

Пиролитические исследования аргиллитов карлинской свиты выявили преобладание S_2 (0,40 мг/г) над S_1 (0,08 мг/г); индекс нефтяной продуктивности PI изменяется от 0,15 до 0,21, составляя в среднем 0,17, среднее значение нефтегенерационного потенциала NI равно 250. Полученные результаты свидетельствуют о том, что генетический нефтяной потенциал пород карлинской свиты полностью не исчерпан. Однако положение свиты в кровельной части венда дает основание считать, что продуцируемые свитой УВ в основном мигрировали в перекрывающие ее палеозойские отложения.

Таким образом, в составе рифея на территории платформенного Башкортостана выявлено шесть НПТ: петнурская, минаевская свиты, саузовская, арланская, ашитская подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея и кармалкинская подсвита приютовской свиты вместе с шиханской свитой верхнего рифея. Все толщи прошли стадию ГФН, но еще не полностью реализовали свой нефтегенерационный потенциал, наибольшая величина которого характерна для самой молодой, кармалкинско-шиханской, НПТ. Вендские НПТ (старопетровская и карлинская свиты) находятся на стадии ГФН и генетический нефтяной потенциал их также полностью не исчерпан.

Выявленные две ГПТ (кабаковская свита нижнего рифея и акбердинская толща ольховской свиты среднего рифея) характеризуются повышенным содержанием $C_{орг.}$, отсутствием битумоидов и газопроявлениями в вышележащих свитах. В качестве потенциальных ГПТ в наиболее погруженной зоне (на глубине 6...8 км) можно рассматривать все рифейские свиты, обладающие повышенным содержанием $C_{орг.}$ (петнурская, минаевская, калтасинская).

ЛИТЕРАТУРА

1. Егорова Н.П., Студенко Н.С. Перспективы нефтегазонасности рифейско-вендских отложений Башкирского Приуралья // Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. — 1991. — Вып. 83. — С. 31—38.
2. Иванова Т.В., Лозин Е.В., Андреев Ю.В. Палеогеографические особенности раннерифейского этапа восточной окраины Русской платформы // Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. — 1991. — Вып. 81. — С. 4—14.
3. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролитизация в нефтегазовой геохимии. — М.: Наука, 1987. — 144 с.
4. Масагутов Р.Х. Рифтогенез и перспективы нефтегазонасности рифея восточной окраины Восточно-Европейской платформы // Георесурсы. — 2000. — № 2 (3). — С. 9—12.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 553.98.041(260)

СЕЙСМОФАЦИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕПАЛЕОГЕНОВЫХ И НЕОГЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РОССИЙСКОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

В. И. Головинский, Н. Ф. Кузнецова, О. А. Иванова, Е. М. Хахалев
("Севморнефтегеофизика-Юг", НПП "Южморгеология")

Достиженные в последние десятилетия успехи сейсмофациального анализа стали возможными лишь потому, что при сейсморазведочных работах МОВ волновая картина прямо связана с условиями осадконакопления. При этом необходимо иметь в виду, что параметры отражающих поверхностей, как правило, отображают не свойства какого-нибудь одного слоя, а усредненные характеристики достаточно мощных пачек (исключение — резкий скачок упругости). Маломощные пласты не фиксируются на сейсмических разрезах.

Минимальная толщина слоя, проявляющегося на сейсмической записи отраженных волн, составляет от 1...2 м в низкоскоростных ($V=2,5...3,0$ км/с) до 10...20 м в высокоскоростных ($V=5,0...6,0$ км/с) средах при их изучении в низкочастотном (20...25 Гц) диапазоне [1].

Произведен сейсмофациальный анализ верхнекайнозойских осадочных систем северо-восточной части Черного моря. На сейсмических разрезах изучены геометрия и распространение речных и дельтовых отложений, бугристых клиноформ, черепицеобразных и косослоистых образований, сейсмических объектов, предположительно связанных с рифовыми структурами. Установлена их предполагаемая связь с распространением залежей нефти и газа.

Seismic facies analysis of Upper Cenozoic depositional systems in North-East Black Sea is produced. Geometry and distribution of fluvial and deltaic environments, hummocky clinofolds, shingled and oblique seismic reflection configurations, seismic objects, which are admittedly connected with reef structures are studied at seismic profiles. Their relationship to occurrence of oil and gas is proposed.

Акустическая контрастность отложений связана с тектоническим режимом, химизмом среды, длительностью их формирования [9]. Кроме того, установлено, что чем дальше от источника сноса формируется осадок, тем в целом выше его однородность [2, 3, 8]. Осадки, накапливающиеся вблизи источника сноса и меняющие свой состав даже при относительно незначительных его изменениях (изменении