

ПАЛЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА VI ВЕРХНЕМАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАМЕННО-БАЛКОВСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.В. Демушкина, П. В. Ильиченко, М.П. Демушкин
(ОАО "СевКавНИПИГаз")

Выявление зон, в пределах которых имела место наиболее высокая палеогидродинамическая активность среды седиментации и формировались породы-коллекторы, обладающие хорошими емкостными свойствами, имеет важное значение при разработке месторождения, так как дает возможность размещать нефтегазодобывающие скважины в наиболее продуктивной части песчаного тела и сокращать до минимума число "сухих" скважин.

Каменно-Балковское месторождение расположено в Арзгирском районе Ставропольского края и приурочено к восточному склону Ставропольского свода. Поисковое бурение на площади начато в 1962 г. ГРК объединения "Ставропольнефтегаз". Месторождение многопластовое. В разрезе верхнемайкопских отложений выделяются шесть песчано-алевролитовых пластов: (I—VI). Газовые залежи приурочены к пластам I и VI. Основной продуктивный пласт VI залегает на глубинах 400...500 м. Каменно-Балковское газовое месторождение введено в разработку в 1973 г. согласно технологической схеме разработки, составленной СКНИЛ ВНИИгаза.

Коллекторские свойства продуктивных пластов исследовали в лабораториях физики пласта СФ ГрозНИИ и СКНИЛ ВНИИгаза [1].

Изучаемые пласты-коллекторы — преимущественно алевролиты ($C_{ал} = 66,3 \%$) с небольшим содержанием песчаного материала ($C_{пес.ср} = 7,4 \%$); цемент глинистый ($C_{гл.ср} = 21,3 \%$). Основной породообразующий минерал — кварц (80...90 %), полевые шпаты составляют 10...15 %, размеры зерен — 0,04...0,2 мм. Отсортированность зерен плохая.

$K_{п.ср} = 0,31$, $K_{пр}$ изменяется от $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до значений, превышающих $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Ограниченный выход керна (из 39 скважин, пробуренных на месторождении, керн отобран лишь в трех — 14 образцов) не позволил создать детальные палеогеографические реконструкции, а также выявить и прогнозировать песчаные тела-коллекторы.

В связи с этим для выделения и локального прогнозирования песчаных тел-коллекторов использовали как качественные, так и количественные электрометрические характеристики, в частности кривые самопроизвольной поляризации (ПС).

Наличие корреляционной связи между относительной амплитудой аномалии ПС ($\alpha_{ПС}$) и относительной

Рассмотрена реконструкция палеогидродинамических обстановок по электрометрическим разрезам скважин (ПС) VI пласта верхнемайкопских отложений Каменно-Балковского месторождения.

Reconstruction of paleohydrodynamic situations is considered according to electrometric wells sections (PS) for VI layer of uppermaikopsk deposits of Kameno-Balkovsk field.

глинистостью, характеризующей степень заполнения объема пор глинистым материалом, позволяет использовать кривые ПС для установления фациальной природы осадков и проведения палеогидродинами-

ческих реконструкций с целью локального прогнозирования тел-коллекторов и зон их выклинивания.

Исследованиями, выполненными В.С. Муромцевым и Р.К. Петровой [2], было установлено, что форма, знак и степень отклонения кривой самопроизвольной поляризации отражают последовательность смены палеогидродинамических режимов среды седиментации. Поскольку каждой среде присущи свои, только ей свойственные последовательные смены палеогидродинамических уровней во времени, для каждой фации определены и характерные для нее электрометрические модели, отличающиеся друг от друга по форме кривой ПС.

На рис. 1 приведены кривые ПС пласта VI по скважинам верхнемайкопских отложений Каменно-Балковского месторождения. Как видно из рис. 1, почти во всех скважинах кровельная линия кривой ПС является горизонтальной, подошва пласта в подавляющем большинстве не имеет резко выраженной границы, так как представляет собой постепенный переход от тонкозернистых отложений к более грубым; боковая линия зубчатая, что свидетельствует о чередовании прослоев с различным литологическим составом пород. Максимальные отклонения ПС отмечаются в верхней части кривой, минимальные — в нижней, что обусловлено постепенным уменьшением глинистости вверх по разрезу. По содержанию в разрезе глинистого материала оценивается направление усиления или ослабления активности водной среды по разрезу. По мере ослабления активности водной среды количество глинистого вещества в осадке увеличивается. Приведенные диагностические признаки свидетельствуют о прибрежно-морском генезисе изучаемых отложений.

Для повышения эффективности локального прогноза песчаных тел-коллекторов рассчитывали коэффициент кластичности [2] песчаных пород и его картирование. Коэффициент кластичности ($K_{кл}$) — отношение толщины наиболее крупнозернистых чистых разностей в изучаемом разрезе к суммарной толщине всех песчано-алевролитовых пород.

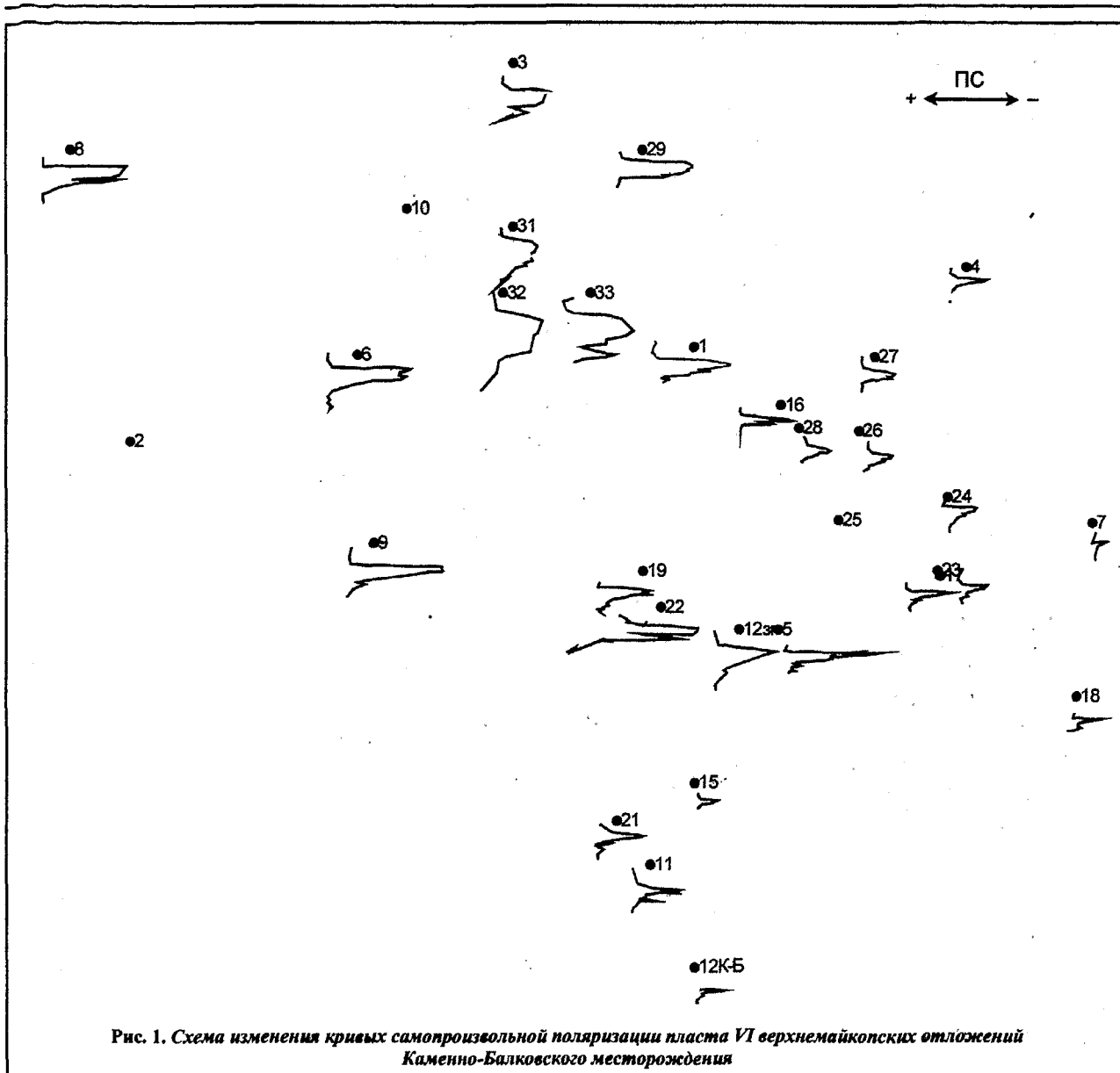


Рис. 1. Схема изменения кривых самопроизвольной поляризации пласта VI верхнемаикопских отложений Каменно-Балковского месторождения

Для определения $K_{кл}$ во всех скважинах рассчитывали относительную амплитуду аномалии ПС ($\alpha_{ПС}$):

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}}{E_{ПС ст}}$$

где $\Delta U_{ПС}$ — рассчитанная и исправленная за толщину пласта амплитуда аномалии ПС против изучаемого пласта, мВ;

$E_{ПС ст}$ — статическая амплитуда аномалии ПС, рассчитанная по формуле

$$E_{ПС ст} = K_{лг} \rho_{\phi} / \rho_{в}$$

где $\rho_{\phi} / \rho_{в}$ — соответственно сопротивление фильтра-та бурового раствора и пластовой воды, Ом·м.

Коллекторы пласта VI характеризуются $\alpha_{ПС} = 0,2 \dots 0,6$ ($\alpha_{ПС ср} = 0,55$).

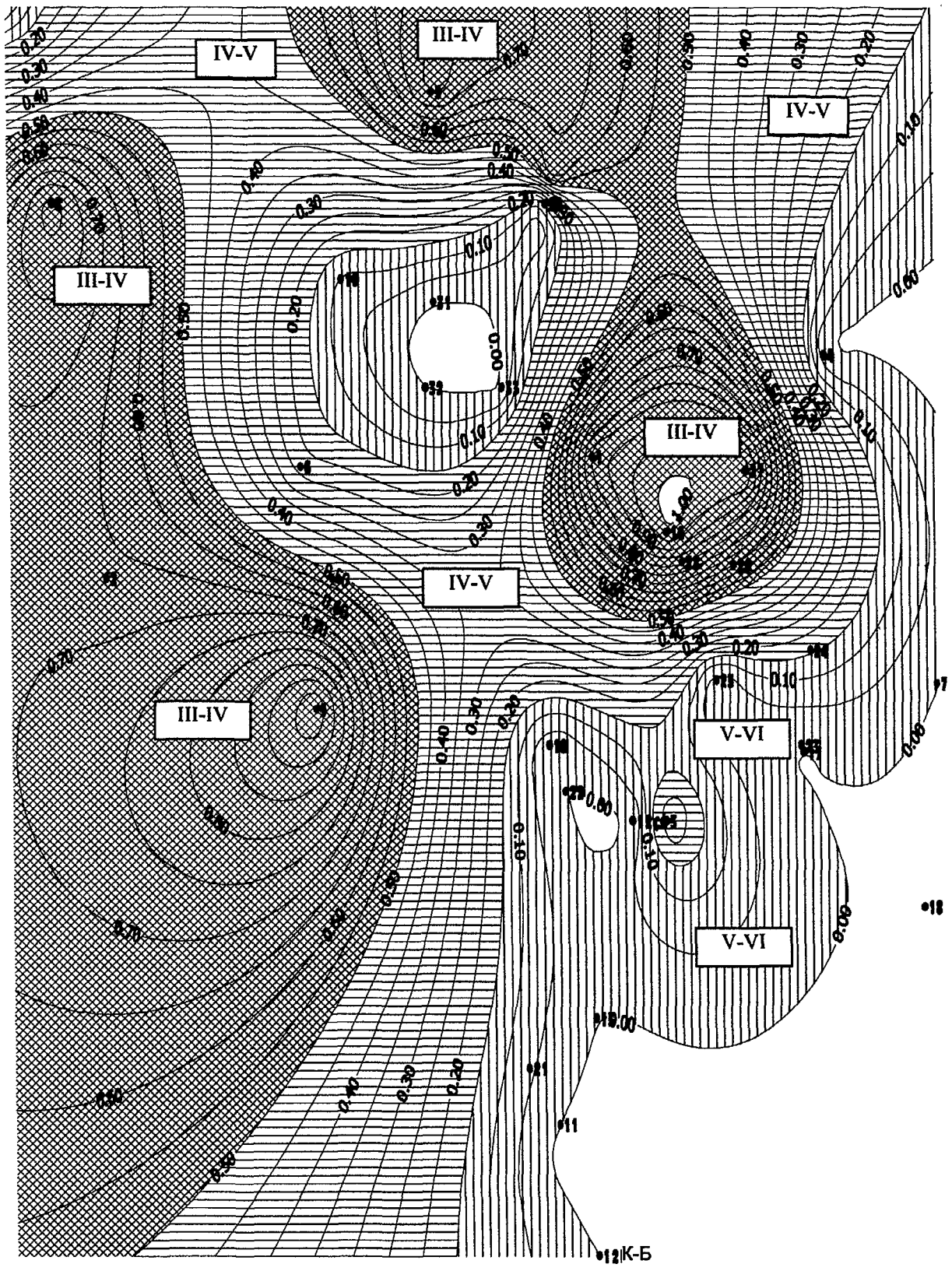
Для изучаемых коллекторов коэффициент кла-стичности определялся по формуле

$$K_{кл} = \frac{\sum h(\alpha_{ПС} \geq 0,5)}{\sum h(\alpha_{ПС} < 0,5)} \cdot 100.$$

С помощью этого коэффициента устанавливают зоны, в пределах которых имела место наиболее высокая палеогидродинамическая активность среды седиментации и формировались пласты-коллекторы, обладающие хорошими емкостными свойствами.

На рис. 2 приведена карта изменения $K_{кл}$ пласта VI верхнемаикопских отложений Каменно-Балковского месторождения.

Видно, что условия формирования песчаного те-ла, а следовательно, структурные особенности и коллекторские свойства слагающих его пород в различных частях неодинаковы. Так, формирование западной (скв. 2, 8, 9), северной и частично цен-тральной (скв. 1, 3, 16, 28, 27, 103) частей тела происходило в условиях наиболее высоких энергетиче-ских уровней водной среды ($K_{кл} = 0,5 \dots 1,0$), обусло-вивших накопление главным образом слабоглини-



0,4 — $K_{кл}$ III—VI — классы коллекторов

Рис. 2. Схема изменения коэффициента кластичности ($K_{кл}$) и классов коллекторов пласта VI верхнемайкопских отложений Каменно-Балковского месторождения

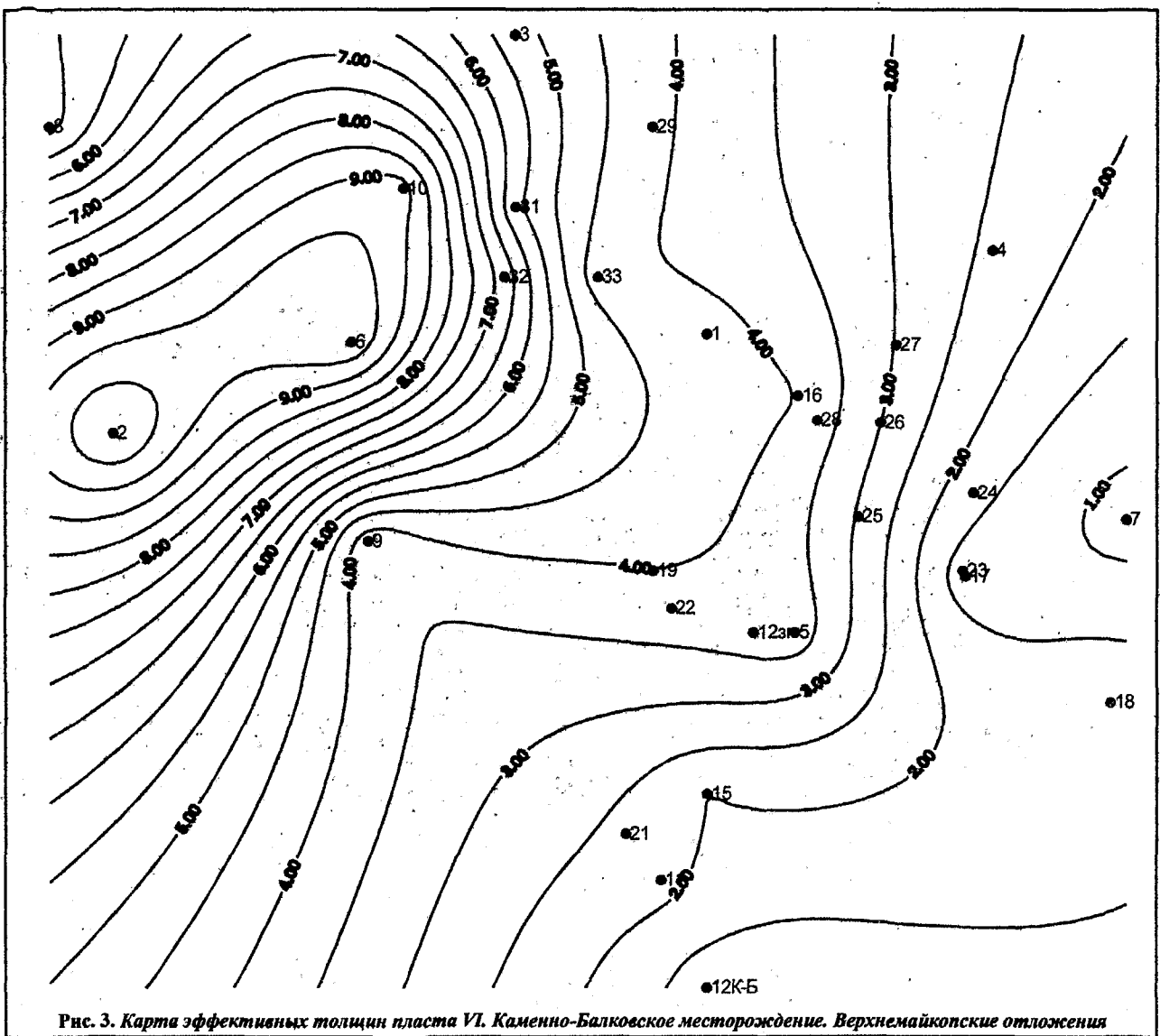


Рис. 3. Карта эффективных толщин пласта VI. Каменно-Балковское месторождение. Верхнемайкопские отложения

стых мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов. Эффективная толщина этих отложений составляет 6,0...10,6 м (рис. 3).

Фильтрационные свойства этих пород, по А.А. Ханину [3], характеризуются преимущественным развитием коллекторов классов III—IV. В южном и восточном направлениях с уменьшением эффективной толщины пород-коллекторов и динамической активности формирующей их водной среды отмечаются изменения в структуре осадков и их коллекторских свойствах. Возрастает роль мелкозернистого и глинистого материала, что приводит к снижению их фильтрационных свойств. Среди этих пород преобладают коллекторы классов IV—V ($K_{кл} = 0,5...0,1$).

В зоне выклинивания песчаного тела (район скв. 7, 17) развиты главным образом сильноглинистые алевролиты, формирование которых происходило в условиях весьма низкой динамической активности водной среды, способной транспортировать обломочный материал размером не более 0,1 мм. По своим фильтрационным свойствам эти отложения относятся к коллекторам классов V—VI ($K_{кл} = 0,1...0$).

За пределами скв. 7 развиты глинистые непроницаемые отложения.

Наиболее высокое гипсометрическое положение песчаного тела (330...340 м) установлено в его центральной части (скв. 1, 16, 31, 32, 33), к которой приурочена газовая залежь. Самые высокие значения коэффициента газонасыщенности (0,66...0,60) характерны для скв. 1, 16. К западу, югу и востоку кровля песчаного тела постепенно погружается и достигает в районе скв. 2, 7, 15 абсолютных отметок -350...-360 м.

Анализ палеогидродинамической активности среды седиментации позволил также сделать вывод о том, что снос обломочного материала на Каменно-Балковском месторождении в позднемайкопский период происходил в основном с запада и севера. Это дает возможность предполагать наличие песчаных тел-коллекторов на территории, расположенной к западу и северу от Каменно-Балковского месторождения.

Кроме того, расхождение в запасах газа верхнемайкопской залежи пласта VI, полученных объем-

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 грабенные 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 $C_{орг.}$ 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 $C_{орг.}$ 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 $C_{орг.}$ отличается ашитская подсвита, имеющая толщину 1600 м и сложенная сингенетичными доломитами. Содержание $C_{орг.}$ в них составляет десятые доли процента (0,1...0,7 %), редко возрастая до 2,5 и даже 9,9 %. В породах с высоким содержанием $C_{орг.}$ количество битумоидов увеличивается до десятых долей процента. Самыми бедными по содержанию $C_{орг.}$ (0,03...0,1 %) являются карбонатно-глинистые породы арланской подсвиты, образовавшиеся в макси-