

Удельная продуктивность нефтегазоматеринских толщ каждого типа оценивается выходом УВ. Расчет удельной плотности эмиграции битумоидов, жидких и газообразных УВ на оценочных участках производится по формулам:

$$q_{\text{УВ эм}} = q_{\text{УВ ген}} K_{\text{эм}}^{\text{H}},$$

$$q_{\text{газа эм}} = q_{\text{УВ газооб. ген}} K_{\text{эм}}^{\text{Г}}.$$

При определении коэффициента эмиграции для газа принято считать равным количество генерированных и эмигрированных газовых УВ, то есть $K_{\text{эм}}^{\text{Г}} = 1$. Неручев С.Г. коэффициент эмиграции для газа принимает несколько ниже - 0,9 - 0,95 /1/.

Общее количество эмигрировавших жидких и газообразных УВ определяется путем умножения удельной плотности на площадь оценочного участка:

$$Q_{\text{УВ эм}} = q_{\text{УВ эм}} S,$$

$$Q_{\text{газа эм}} = q_{\text{газа эм}} S.$$

Таким образом, можно оценить продуктивность любой толщи, охарактеризованной в достаточной степени ОВ.

Библиографический список

1. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1962.
2. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности// Тр. СНИИГИМС. Сер. «Нефтяная геология». Вып. 229. М.: Недра, 1976.
3. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. М.: Недра, 1983.

Получено 28.01.99

УДК 550.8: 553.98

М. В. Проворов
(Пермский государственный технический университет),
В. М. Проворов, Л. А. Вилесова (КамНИИКИГС)

НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Коми-Пермьяцкого автономный округ до сих пор остаётся слабо изученным в отношении перспектив его нефтеносности. Взгляды геологов на степень перспективности этой территории довольно различны. В статье кратко рассмотрены строение и нефте-

ность визейско-башкирского карбонатного комплекса с учётом всех новых геолого-геофизических материалов и собственных исследований, проведённых за последние годы.

Территория Коми-Пермяцкого автономного округа находится в северной части Волго-Уральского нефтегазоносной провинции. Визейско-башкирский карбонатный комплекс является одним из шести региональных нефтегазоносных комплексов, выделенных в разрезе осадочного чехла округа. Он включает в себя отложения от алексинского горизонта окского надгоризонта до кровли башкирского яруса. На территории округа комплекс представлен известняками и доломитами и распространён повсеместно. Мощность комплекса увеличивается в восточном направлении от 10-40 м на западе до 324 м на востоке в скв. 30-Майкор (рисунок).

Региональной покрывкой для залежей нефти и газа в визейско-башкирском карбонатном комплексе служат аргиллиты нижней части верейского горизонта и плотные кремнеземные известняки верхней части башкирского яруса. Мощность башкирско-верейской региональной покрывки увеличивается в восточном направлении от 4 до 30 м. Коллекторские свойства пород покрывки очень низкие: пористость от долей 0 до 5%, проницаемость менее $0,1 \text{ мкм}^2$. Следовательно, эти породы обладают достаточно надёжными изолирующими свойствами для образования и сохранения нефтяных и газовых залежей в визейско-башкирском комплексе.

Нефтепроявления в окско-серпуховской части комплекса распространены менее широко. Так, интересные нефтепроявления отмечены в скважинах 4 и 6 Егоровской площади. В скв. 4 в интервале 1556,7-1557,6 м вскрыт прослой (0,38 м) известняка, каверны и поры которого насыщены нефтью. Несколько ниже этого интервала на глубине 1564,6-1568,1 м вскрыт прослой песчаника мощностью 2,1 м с выпотами черной нефти. В скв. 6 также установлен ряд нефтепроявлений. В 0,24 м от кровли интервала 1525,2-1528,7 м обнаружен прослой известняка с мелкими выпотами нефти, мощность прослоя 5 см. В интервале 1528,-1532,2 м вскрыт известняк песчаниковый с выпотами нефти по кавернам, мощность его 0,20 м. Далее в интервале 1535,9-1539,4 м был поднят образец песчаника (10 см), слабо пропитанного нефтью, а в интервале 1550,3-1554,1 м был обнаружен прослой песчаника (0,7 м) с мелкими выпотами нефти.

Нефтепроявления в башкирских отложениях распространены сравнительно более широко по площади. Так, нефтенасыщенные прослои известняков встречены в скважинах Егоровской, Белолевской и Лысехинской площадей. На Егоровской площади в скважинах 4, 8 встречены прослои нефтенасыщенного известняка. В скв. 4 на глубине 1313,9-1316,0 м мощность его 10 см, пористость 4%, проницаемость $0,6 \text{ мкм}^2$. В скв. 8 нефтенасыщенный прослой встречен на глубине 1275,0-1277,1 м, мощность его 20 см, пористость 19,1%, проницаемость $35,2 \text{ мкм}^2$. Нефтенасыщенные

прослой известняков вскрыты в скв. 1-Белоево в интервале 1372,0-1375,5 м при бурении были встречены нефтепроявления в основном в виде выпотов и 1386,7-1390,2 м. В скв. 4 этой же площади в интервале 1376,0-1372,0 м вскрыт прослой известняка, имеющего выпоты окисленной нефти.

На Лысехинской площади в башкирских отложениях были встречены прослой неравномерно насыщенного известняка в скв. 6 на глубине 1421,4-1425,4 м мощностью 0,2 м, а также в скв. 9 на глубине 1393,6-1397,2 м мощностью 0,1 м. По профилю Гайны – Пальники в скв. 2, 3, 7 черной окисленной нефти. На Старцевской площади незначительные нефтепроявления в башкирских отложениях установлены только в скв. 1, где вскрыт известняк с темными вкраплениями густой окисленной нефти. В скв. 1, 2 Тукачевской площади в башкирских известняках были обнаружены нефтепроявления тоже только в виде выпотов нефти в интервалах 1447,9-1452,7 м и 1462,2-1484,5 м. В скв. 1 проводилось опробование испытателем пластов башкирских отложений на приток в интервале 1470,0-1490,4 м. В результате опробования получен 1 м³ воды за 55 мин. В скв. 10-Верх-Иньва и 9-Купрос в башкирских отложениях встречены лишь битумопроявления. В 1993 году в скв. 49, пробуренной на Верх-Пожвинском куполе Майкорской структуры, впервые в этом нефтеносном районе получена промышленная нефть при испытании пластоиспытателем башкирских карбонатных отложений в интервале 1490,0-1514,0 м в количестве 0,4 м³ за 30 мин.

Гидрогеологические условия визейско-башкирского карбонатного комплекса в значительной степени определяются трещиноватостью и закарстованностью, которые образовались в периоды континентальных перерывов в серпуховский и башкирский века, а также в предбашкирское время. Окские отложения, в основном, представлены плотными карбонатными породами с пропластками гипсово-ангидритовых толщ. К проницаемым пластам визейско-башкирского комплекса приурочены основные нефтяные залежи и нефтепроявления в Прикамье. Башкирские отложения в исследуемом районе залегают на глубинах от 1200 до 1800 м в условиях весьма затрудненного водообмена, то есть в гидрохимической обстановке благоприятной для сохранения углеводородных залежей [3]. Приток минерализованной воды из серпуховских отложений получены в скв. 34 (1727-1850 м) Верх-Кондасской площади непосредственно за восточной границей округа. Из башкирских отложений ее притоки были получены при испытании в скв. 1 (1355-1569 м) Белоевской площади, в скв. 5 (1505-1516 м) и в скв. 10 (1492-1520 м) Тукачевской площади, в скв. 8 (1484-1500 м) Тузимской площади и на других площадях. Значительная часть объектов опробовалась с помощью КИИ, поэтому пробы воды были значительно окиснены и загрязнены техническим раствором. Однако из башкирских отложений на Белоевской площади был получен приток рассола удельного

веса $1,169 \text{ г/см}^3$ с минерализацией до 247 г/л . Дебит его составил $27 \text{ м}^3/\text{сут}$ при понижении уровня до 600 м .

Таким образом, воды серпуховских и башкирских отложений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Они отличаются от вод визейского терригенного комплекса более высокой сульфатностью ($0,4-0,5$), с повышенным содержанием йода (до $14-18 \text{ мг/л}$), аммония (до 150 мг/л) и бора (до 100 мг/л НВО_2), что указывает на слабую гидродинамическую связь между этими двумя нефтегазоносными комплексами.

Проблема изучения нефтегазоносности комплекса и сопредельных земель неоднократно рассматривались в работах различных специалистов /1, 5/. Перспективы поисков нами связываются с возможностью обнаружения эпигенетических залежей нефти в данном комплексе, так как сам он обладал сравнительно небольшим нефтематеринским потенциалом. Почти везде в Прикамье в башкирских отложениях присутствуют в основном эпигенетичные битумы, а содержание в них рассеянного органического вещества обычно не более $0,2\%$. Более высокое содержание в них кислородсодержащих структур характерно для хлороформенных битумов Тукачевской площади /2/.

Исходя из вышеизложенного, можно в целом заключить, что визейско-башкирский карбонатный комплекс довольно благоприятен для дальнейших поисков нефти на территории Коми-Пермяцкого автономного округа. Особый интерес представляют локальные структуры облекания палеорифов верхнедевонско-гурнейского палеошельфа, связанных с бортами Пономаревской впадины Камско-Кинельской и Камско-Волжской системы /4/. Ловушки нефти, связанные с ними, более устойчивы от расформирования, что нередко происходит с залежами в течение длительной истории геологического развития регионов, особенно со скоплениями углеводородов, приуроченными к структурам тектонического происхождения.

Библиографический список

1. Винниковский С.А., Красильников Б.В., Кузнецов Ю.И., Никулин А.В., Рыбаков В.Н. О распространении Камско-Кинельской системы прогибов в северо-западных районах Пермской области// Геология нефти и газа. 1975. № 9. С. 20-23.

2. Калачникова И.Г., Гецен Н.Г., Финкель В.Ф. Некоторые сведения о характере рассеянного органического вещества и битумов в породах продуктивных горизонтов среднего и нижнего карбона в различных тектонических зонах Пермского Прикамья//Геология и нефтегазоносность севера Урало-Поволжья: Тр. Камского отд. ВНИГНИ. Вып. 123. Пермь: Кн. изд-во, 1973. С. 462-470.

3. Иванов В.Н., Шестов И.Н., Шурубор А.В. Гидрогеохимия зоны гидрогалогенеза// Химическая география и гидрогеохимия Пермской области. Пермь, 1967. С. 147-154.

4. Проворов В.М., Серов В.К. Строение позднедевонско-турнейского шельфа на севере Волго-Уральского региона// Инф. листок ЦНТИ. Пермь, 1979. № 21.

5. Проворов В.М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения// Геология нефти и газа. 1988. № 2. С. 16-19.

Получено 8.01.99

УДК 553.982

В. В. Шелепов (ОАО «ЛУКойл-Западная Сибирь»),
Л. И. Чернова (ТНП «ЛУКойл-Когалымнефтегаз»),
С. А. Шихов, В. В. Бродягин
(Пермский государственный технический университет),
И. А. Пятаева (ПермНИПИнефть)

ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АЧИМОВСКИХ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ В КОГАЛЫМСКОМ РЕГИОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рассмотрены типы ачимовских песчаных тел. Первый тип - ачимовские песчаные тела конусов выноса клиноформ, второй - ачимовские песчаные тела на антиклинальных структурах. Приведены сейсмofации для этих типов. Также охарактеризованы различия электрофаций ачимовских и покровных песчаных тел. По результатам сейсмofациального анализа временных разрезов на Восточно-Придорожной и Кочетлорской площадях в ачимовских отложениях выделено семь нефтегазоперспективных объектов. Дана их характеристика, привязка к клиноформам и рекомендации по постановке на них глубокого поискового бурения.

Во многих регионах Западной Сибири ачимовские песчаные тела содержат промышленные залежи углеводородов, в основном, в ловушках неантиклинального типа и являются нефтеперспективными объектами. Поэтому изучение и картирование ачимовских песчаных тел в Западной Сибири рассматривается как одно из важных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ.

На Повховской и Ватьеганской площадях ранее /3, 4/ нами выделено два типа ачимовских песчаных тел. Первый, вероятно, более распространенный тип, это песчаные тела типа конусов выноса у подножья клиноформ, то есть в их фондоформной, более глубоководной части. Второй тип - песчаные тела в виде пластов на антиклинальных структурах. Относительно второго типа каких-либо неясностей нет. Другое дело, что на практике такой тип встречается довольно редко, и подобные песчаные тела мо-