

ВЕРХНЕДЕВОНСКО-НИЖНЕПЕРМСКИЙ КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС ЮГА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА, ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ И ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОВ УРАЛА

© 2014 г. М. А. Политыкина, А. М. Тюрин, В. В. Дроздов

ОАО "Оренбурггазгеофизика"

1. Выделение нового нефтегазоносного комплекса (НГК)

В оренбургских сегментах Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала по заказу Федерального агентства по недропользованию МПР РФ и ОАО «Газпром добыча Оренбург» в последние годы выполнен большой объем ГРП: региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ, бурение и НИР. Полученные фактические данные позволили нам выполнить на новом информационном уровне обобщение комплекса геолого-геофизических данных, характеризующих нефтегазоносность карбонатно-терригенной толщи верхнедевонско-нижнепермского возраста.

В пределах юга Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала, Актюбинского Приуралья, Примугоджарья и востока Прикаспийской впадины залегает гигантская клиноформная карбонатно-терригенная толща, сложенная песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками и мергелями. Возраст слагающих ее отложений – верхнедевонско-саранинский. Длина толщи до 900 км, ширина (в пределах Оренбургской области) до 100 км. Достоверно оцененная мощность достигает 7,5 км.

Представляется целесообразным всю толщу карбонатно-терригенных отложений выделить в единый нефтегазоносный комплекс – верхнедевонско-нижнепермский. В пределах юга Предуральского прогиба он соответствует ранее выделенному верхнекаменноугольно-

нижнепермскому флишоидному НГК. В зоне передовых складок Урала вновь выделенный НГК включает карбонатно-терригенные отложения верхнедевонско-саранинского возраста. В Актюбинском Приуралье и Примугоджарье, а также на востоке Прикаспийской впадины имеются свои номенклатуры разделения рассматриваемой толщи на НГК.

Верхняя стратиграфическая граница верхнедевонско-нижнепермского НГК – кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми (сейсмический репер А). Его нижняя граница – подошва отложений зилаирской свиты фаменского яруса верхнего девона (сейсмический репер D?). НГК включает два сеймостратиграфических комплекса – верхний и средний [13]. Возможно, внутри комплекса имеется стратиграфическое несогласие, приуроченное к сейсмическому реперу С₂ (кровля отложений среднего карбона).

Нефтегазоносность карбонатно-терригенной толщи верхнедевонско-нижнепермского НГК в пределах оренбургских сегментов Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала проанализирована нами по результатам анализа данных ГИС, ГТИ, керн и опробования 24 скважин. Нефтегазоносность толщи в пределах башкортостанских сегментов Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала, а также Актюбинского Приуралья, Примугоджарья, востока Прикаспийской впадины и Зилаирского синклиория рассмотрена по фондовой и опубликованной литературе. За карбонатно-терри-

генной толщей, залегающей в пределах юга Предуральяского прогиба, закрепилось название «флишоиды».

2. Оренбургский сегмент Предуральяского прогиба

В пределах Оренбургской области общая площадь развития флишоидов составляет 8,0 тыс. км² (рис. 1). Их условия залегания охарактеризованы временным разрезом ОГТ по профилю 300506–07 (рис. 2). На нем индексом А обозначен сейсмический репер, приуроченный к кровле флишоидов, индексом Б – к их подошве. Толща флишоидов оренбургского сегмента Предуральяского прогиба вскрыта бурением 25 скважин (включая скв.117 Предуральскую, которая вскрыла фли-

шоиды в зоне передовых складок Урала). Суммарная проходка по флишоидам составила 37118 м, при этом с отбором керна пройдено 2365 м, что составляет 6,4%. Вынос керна в целом по разрезу – 49,5%. Таким образом, вскрытый скважинами разрез охарактеризован кернам лишь на 3,2%. Семь скважин из 25 вскрыли наибольшую толщину флишоидов: 4045,5 м (скв.4 Петровская), 3742 м (скв.71 Активная), 2863 и 2755 м (скв.21 и 20 Большеицкие), 2750,6 м (скв.117 Предуральская), 2530,5 м (скв.10 Саракташская), 2406 м (скв.73 Активная). Проходка с отбором керна по этим скважинам составила от 3,9–5,6% (скв.71 и 73 Активные, скв.21 Большеицкая, скв.4 Петровская) до 9,0–11,0% (скв.117 Предуральская

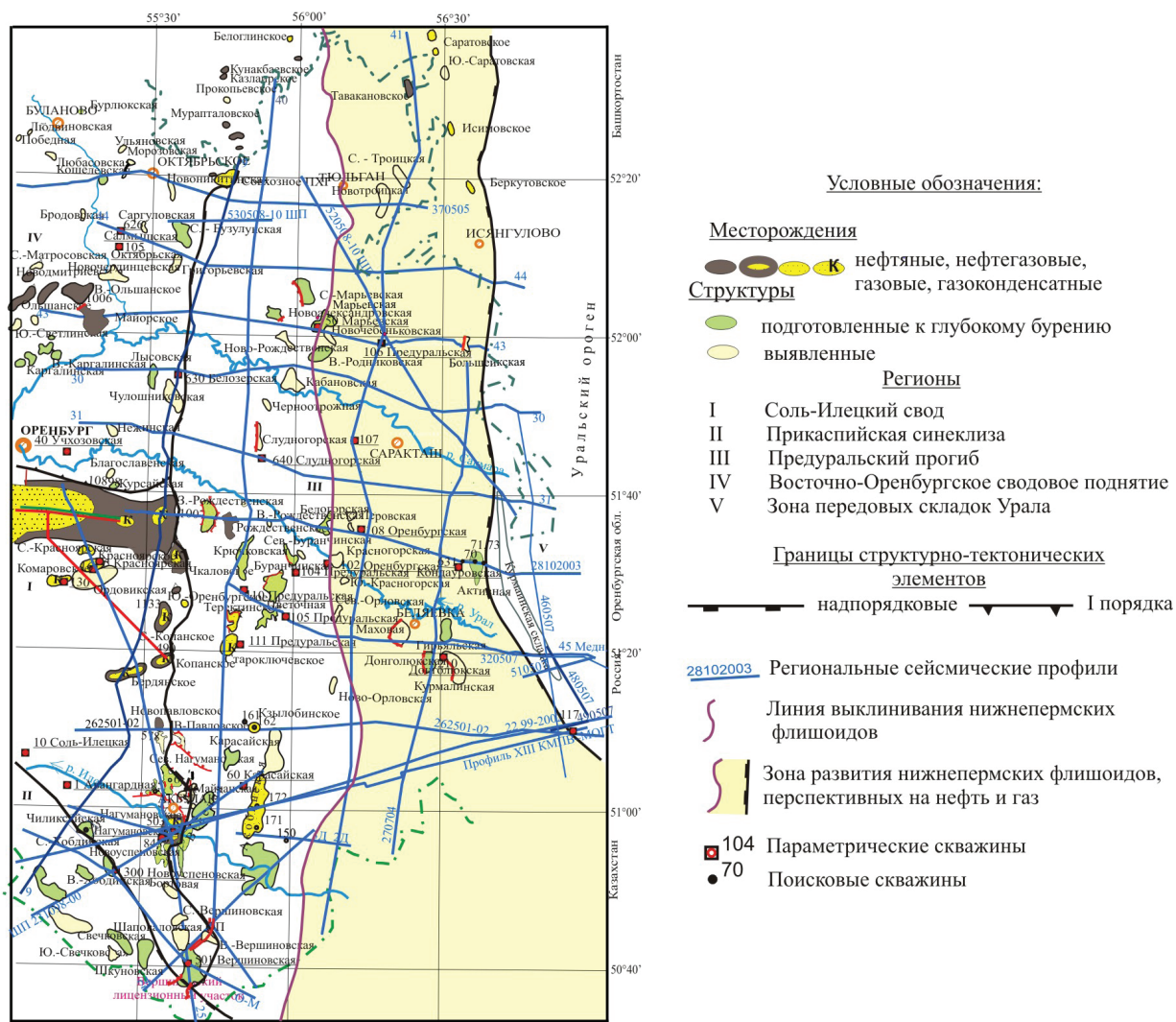


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема Предуральяского прогиба

и скв.20 Большеикская). Из приведенных данных видно, что разрез флишоидов охарактеризован керновым материалом чрезвычайно скудно.

По данным ГИС содержание пластов-коллекторов в разрезах 23 скважин, вскрывших нижнепермские флишоиды, варьируется от 1,0 до 18,6%, среднее 6,2%. Достоверно оценить пористость коллекторов по ГИС затруднительно.

По керну изучено наибольшее количество образцов терригенных пород (304 образца песчаников, 46 образцов алевролитов, 24 образца аргиллитов). Пористость пород достигает 11,6%, проницаемость изменяется от 0 до $13,6 \times 10^{-3}$ мкм². Исследования карбонатных пород (известняков и мергелей) проведены по 47 образцам. Пористость пород – до 12,0%, проницаемость – до 4×10^{-3} мкм².

В изучаемом разрезе выделены два типа коллекторов: трещинно-поровые и трещинно-низкопоровые. Пористость коллекторов тре-

щинно-порового типа изменяется от 6,0 до 12,0%, средняя 7,9%. Доля пород с пористостью 6% и выше в массиве данных составила 5,8%. Условно принято, что в первом приближении это отвечает среднему содержанию пластов-коллекторов этого типа в разрезе флишоидов. Пористость коллекторов трещинно-низкопорового типа изменяется от 2,0 до 6,0%, средняя 3,0%. Предполагается, что процент образцов низкопорового типа пористости (63,2%) соответствует объему трещиноватых низкопоровых флишоидов в разрезе. Это гипотетическая оценка, поскольку, как уже упоминалось, разрез в целом охарактеризован керном лишь на 3,2%.

Одним из первых исследователей, давших высокую оценку перспективам нефтегазоносности флишоидов восточной зоны Предуральяского прогиба Оренбургской области, был И. А. Шпильман. Им был выделен Сакмаро-Большеикский вал как крупная нефтегазоносная зона с ориентировочными запа-

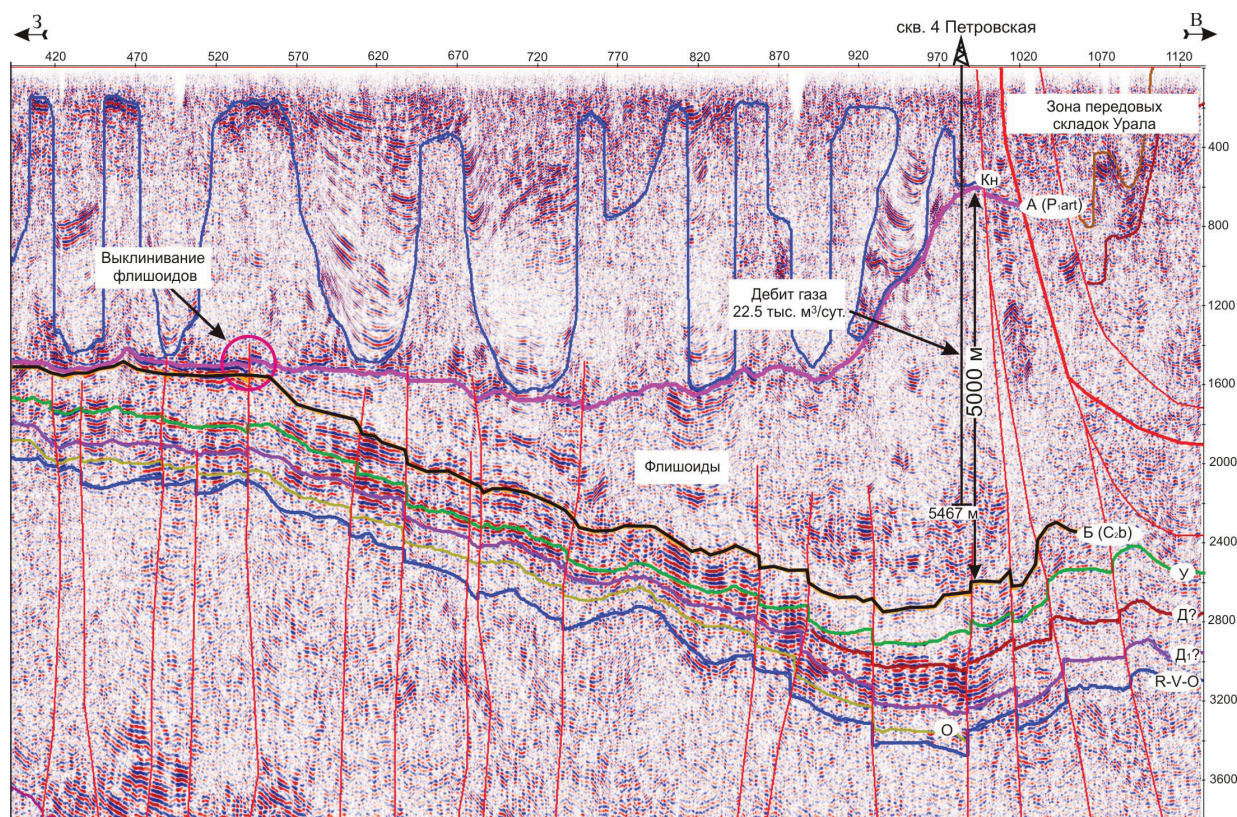


Рис. 2. Фрагмент временного разреза ОГТ по региональному профилю 300506–07

сами свободного газа в количестве 1 трлн м³ [14]. Анализируя результаты бурения по флишоидам, он отмечал: «Проходка их во всех скважинах сопровождалась проявлениями горючего газа в виде разгазирования промышленной жидкости, выброса пачек разгазированной жидкости, появлением пачек газа на устье при закрытом превенторе. Даже при значительном увеличении плотности промышленной жидкости в 1,9 раз газопроявления усиливались по мере углубления скважин, из-за чего полностью вскрыть газоносную толщу флишоидов и определить характер подстилающих пород ниже глубины 5467 м не удалось. По техническим причинам не удавалось провести полноценное опробование скважин. В силу этих и ряда других обстоятельств промышленные притоки газа из скважин не получены».

Характерно снижение дебитов газа во времени, так в скв.71 Активной дебит газа и конденсата при опробовании интервала 3135–3150 м первоначально составил 30–50 тыс. м³/сут. За 134 часа дебит газа снизился до 7 тыс. м³/сут. При закрытой скважине $P_{тр}$ поднялось от 36 до 149 атм, $P_{загр}$ от 15 до 170 атм. Снижение дебитов И.А. Шпильман связывает с выпадением конденсата в пластовых условиях при снижении забойного давления ниже давления насыщения. Выпавший конденсат закупоривает низкопоровое пространство газовых пластов. Для успешного завершения работы необходимы специальные технологии вскрытия и опробования флишоидных низкопоровых и матрично низкопроницаемых коллекторов.

По данным бурения водоносных пластов в толще флишоидов не выявлено. Для разрезов скв.20, 21 Большеикских, скв.3, 4 Петровских, скв.10 Саракташской, скв.70, 71, 73 Активных, скв.102 Оренбургской, скв.201 Донголюкской, скв.117 Предуральской сделан вывод: все вскрытые пласты-коллекторы являются газоносными. В скв.71 Ак-

тивной, скв.21 Большеикской, скв.4, 3 Петровских проведены испытания интервалов флишоидов. Притоки газа дебитами от сотен до нескольких тысяч кубических метров в сутки получены в трех скважинах. В скв.71 Активной, мощность интервала испытания 648 м (суммарная мощность коллекторов 20,6 м), получен приток газа дебитом 30–50 тыс. м³/сут. В скв.4 Петровской при мощности интервала перфорации 8 м ($H_{эф} = 4,6$ м) получен приток газа дебитом 29,7 тыс. м³/сут. При совместном испытании двух интервалов перфорации (суммарная мощность 72 м, $H_{эф} = 10,2$ м) в скв.3 Петровской получен слабый приток газа дебитом около 100 м³/сут.

На основе вышеперечисленных фактов вывод авторов однозначен: *вся толща флишоидов оренбургского сегмента Предуральского прогиба является единым газомещающим резервуаром*. Наибольшая глубина повышенных газопоказаний зафиксирована в скв.210 Донголюкской – 4426 м.

Пробы свободного газа из флишоидов отобраны при исследовании скв.20 Большеикской, скв.71 Активной, скв.3, 4 Петровских. Относительный удельный вес газа по воздуху изменяется в пределах 0,762–0,606. Содержание метана в нем – 75,1–88,6%, этана – 4,36–10,9%, пропана – 2,1–6,4%, бутана – 0,13–5,3%, пентан+высшие – 0,09–0,67%, гелия – 0,02–0,057%, сероводорода – от 0,19 до 2,3–3,1%, углекислого газа – 0,17–2,52%. Сумма углеводородов в газе составляет в среднем 94%, неуглеводородных компонентов – 6%.

Газоносные флишоиды юга Предуральского прогиба до самого последнего времени рассматривались как нетрадиционный резервуар газа [3, 5–9]. Ситуация изменилась после начала в США и Канаде промышленной добычи газа из сланцев и плотных песчаников. Сегодня газоносные карбонатно-терригенные отложения региона следует рассматривать как резервуар, добыча газа из которого по специальной технологии вполне рентабельна [10,

11]. Ресурсы газа флишоидов (без категории) оценены на основе параметров разрабатываемых газосланцевых полей США и Канады. Для оренбургского сегмента Предуральского прогиба получены гигантские цифры (Политыкина М. А., Тюрин А. М., 2012 г.), сопоставимые с ресурсами самых больших газосланцевых полей США – Хайнесвилл и Марцеллус. Результаты прошли апробацию в геологической службе ОАО «Газпром».

3. Башкортостанский сегмент Предуральского прогиба

Нефтегазоносность флишоидов башкортостанского сегмента Предуральского прогиба изучена в пределах Подгорновско-Беркутовской и Таушско-Бикбердинской зон, где пробурено более 65 скважин. Возраст флишоидов сакмаро-артинский (по новой схеме – сакмаро-саранинский), залегают на известняках ассельского яруса.

На Подгорновской площади флишоиды опробованы испытателем пластов в одной скважине – 75 Смаковской. Притока не получено. Скважина расположена в приподнятом блоке Саратовско-Беркутовского взбросо-надвига за пределами связанного с ним валлообразного поднятия.

На Саратовской площади в разрезе флишоидов суммарная мощность песчаников достигает 252 м (скв.4 Саратовская). Их пористость колеблется от 0,7 до 10,7%. Породы практически непроницаемые. В разрезе скв.7 Саратовской средняя пористость песчаников от 2,6 до 4,5%, в скв.12 при толщине песчаных прослоев до 200 м пористость песчаников от 1,7 до 5,8.

Разрез опробован в скв.4, 12 Саратовских, в первой – испытателем пластов, во второй – в колонне. Притоков в них не получено. Скважины расположены в приподнятом блоке Саратовско-Беркутовского взбросо-надвига.

На Исимовской площади при бурении скв.9 Исимовской отмечалось разгазирование бурового раствора в верхней части разреза флишоидов. Пористость песчаников скв.18 Иси-

мовской изменяется от 0,67 до 11,5%, составляя в среднем 6,3. В колонне опробовано три интервала, притока не получено.

В скв.27 Исимовской опробовано четыре интервала. Нижняя часть разреза, представленная переслаиванием, в основном, песчаников и мергелей, изредка известняков, и 124 м карбонатов верхней части ассельского яруса, опробована испытателем пластов. Получен слабый приток воды дебитом 0,45 м³/сут. Три интервала опробованы в колонне, сложены песчаниками с прослоями мергелей и реже известняков. Получен приток конденсата дебитом 0,37–0,75 м³/сут с незначительным выделением газа. Плотность конденсата – 0,809 г/см³, цвет – коричневый, содержание воды – 0,09%, содержание серы – 0,25%. При опробовании интервала 1115–1170 м отмечен слабый подъем уровня за счет притока пластовой воды. $Q_v = 1,56$ м³/сут, удельный вес – 1,1 г/см³. В скв.22 Исимовской в колонне опробовано три интервала, притока не получено.

На Беркутовской площади повышенные газопоказания при бурении отмечались начиная с III песчаниковой пачки до подошвы сакмарского яруса. Наиболее интенсивные газопоказания приурочены, как правило, к песчаным прослоям. Их интенсивность увеличивается по разрезу сверху вниз, достигая максимальных значений в VII и IX терригенных пачках переслаивания. Пористость песчаников колеблется в пределах 1,4–7,5%. Определения проницаемости отсутствуют.

В скв.45 Беркутовской в колонне из пачки IX (интервал 3100–3160 м) получен фонтанный приток газа дебитом 25 тыс. м³/сут через 5-мм диафрагму. В скв.67 Беркутовской, находящейся на расстоянии 2,6 км от скв.45, притока не получено.

В скв.10 Назаркинской в колонне из интервала 2770–2930 м, примерно соответствующего VII пачке на Беркутовской площади, получен фонтанный приток конденсата и газа. Дебит газа – 53 тыс. м³/сут на 15-мм штуце-

ре. Пластовое давление на глубине 2940 м – 176,7 атм, плотность конденсата – 0,781 г/см³.

При пробной эксплуатации скв.45 Беркутовской и скв.10 Назаркинской дебиты газа значительно снизились. В газах нижней части флишоидов не содержится сероводорода.

Из вышеизложенного следует:

1. Флишоиды Подгорновско-Беркутовской и Таушко-Бикбердинской зон имеют ярко выраженное слоистое строение. В их толще выделяются песчанистые пачки и пачки переслаивания, часть из которых коррелируется по разрезам скважин.

2. Опробование флишоидов в скважинах выполнено «фрагментарно».

3. Наиболее вероятно предположить, что флишоиды в пределах Подгорновско-Беркутовской зоны газоносны во всей их толще. Газоносность контролируется только региональной покрывшей – гидрхимическими осадками кунгурского яруса. Возможно, имеются локально обводненные объемы флишоидов.

4. Наиболее высокие газопоказания при бурении и притоки углеводородов при опробовании скважин получены в зонах повышенной трещиноватости флишоидов. Последние контролируются осями антиклинальных перегибов.

5. Характерно уменьшение дебитов со временем.

4. Оренбургский сегмент зоны передовых складок Урала

В оренбургском сегменте зоны передовых складок Урала пробурена только одна скважина – параметрическая 117 Предуральская [12]. Видимая мощность вскрытых карбонатно-терригенных отложений ассельского яруса 2755 м, фактическая (с учетом углов наклона слоистости пород) – 1555 м. По данным ГИС выделены пласты-коллекторы мощностью 56,5 м. Из них – 37,3 м песчано-алевритовые породы и 19,2 м – известковистые, доля коллекторов в разрезе 6,8%. Имеются результаты пяти анализов ФЕС керна, пористость трех песчаников изменяется от 5,4 до 7,4%, про-

ницаемость – 0,001–0,275 x 10⁻³ мкм². У двух образцов известняка пористость 6,5 и 7,0%, проницаемость – 0,002 и 0,003 x 10⁻³ мкм². По керну признаков нефти и газа не отмечено.

В процессе бурения скв.117 Предуральской отмечалось разгазирование раствора в пяти интервалах. По данным ГТИ газопоказания достигали 34,0%, даже при утяжелении бурового раствора до 1,9 г/см³.

В интервале 1351–1352 м газопоказания достигали 11,5% при фоне 1,5–2,0%. При достижении глубины 1359 м газопоказания увеличились до 46%. В интервале газопоказаний по данным ГИС выделены пласты возможных коллекторов, представленные песчанистыми аргиллитами. При достижении глубины 1579 м газопоказания составили 12,5% при фоновых – 3,8%. По данным ГИС пласт-коллектор находится на 3 м выше зоны газопроявления и представлен песчанистым аргиллитом. На глубине 1680 м газопоказания достигли 34,0% при фоне 2,7%. Интервал 1676–1686 м сложен песчанистыми аргиллитами с прослоями гравелитов. Коллекторами являются гравелиты и аргиллиты.

5. Башкортостанский сегмент зоны передовых складок Урала

В зоне передовых складок Урала на территории республики Башкортостан возле границы Оренбургской области пробурены скв.53 и 63 Акбердинские. Скважина 63 вскрыла рифогенные известняки нижне-среднего девона мощностью 1466 м с включениями битумов в порах и кавернах [15]. В перекрывающих риф карбонатах серпуховского и башкирского ярусов в процессе бурения отмечалось разгазирование промывочной жидкости, уменьшение ее плотности и повышение газопоказаний. В скв.53, расположенной севернее скв.63 Акбердинской, при испытании в колонне из этих отложений получены непромышленные притоки газа.

6. Зилаирский синклиорий

В Зилаирском синклиории зилаирская свита фаменского яруса верхнего девона

(предполагается, что она слагает нижнюю часть верхнедевонско-нижнепермского НГК) представлена мощной толщей аргиллитов и граувакковых песчаников. Породы интенсивно деформированы и уплотнены. Их пористость варьируется от 0,4–0,8 до 2,1–3,5% и редко достигает 8–9% (в естественных обнажениях). Особенностью пород свиты является широкое развитие кливажа.

В скв.2 Асташской из трещиноватых известняков среднего карбона получен приток газа, первоначальный дебит которого составил 300 тыс. м³/сут. Содержание метана – 92,2%. В скв.11 Асташской из карбонатной толщи франского и фаменского возраста получен непромышленный приток газа. Содержание метана – 87,4%. Слабые притоки газа получены из карбонатов нижнего и среднего карбона.

Из отложений зилаирской свиты приток газа дебитом 10 тыс. м³/сут получен в скв.3 Асташской. В процессе бурения в интервале 1870,0–1874,7 м произошел выброс промывочной жидкости и ее разгазирование. Скважина фонтанировала в течение шести суток. Состав газа: метан – 88,5%, этан – 9,55%, азот – 2,94%, удельный вес – 0,6188 г/см³. Коллекторами являются трещиноватые аргиллиты и алевролиты, залегающие в непосредственной близости от надвигового нарушения. При опробовании скв.1 Асташской дебит газа составил 325 м³/сут. В скв.4 Асташской также получены притоки газа.

На одном из обнажений зилаирской свиты – Вазямском, пробурена скв.8, прошедшая по тонкотрещиноватым аргиллитам верхнего девона до глубины 437 м. После прекращения бурения из скважины стала выделяться вода с газом и пленкой нефти. Начальный дебит воды составил 50 л/мин, который затем снизился до 4 л/мин.

7. Актюбинское

Приуралье и Примугоджарье

Подсолевой комплекс терригенных и карбонатных пород, вскрытый скважинами в Актюбинском Приуралье и Примугоджарье,

расчленяется на четыре НГК: тульско-турнейский, верхневизейско-нижнемосковский, верхнемосковский-гжельский и ассельско-артинский.

Ассельско-артинский комплекс почти повсеместно распространен на восточной окраине Прикаспийской впадины и в полном разрезе содержит восемь нефтеносных горизонтов мощностью 12–135 м, представленных песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов, с поровыми и порово-трещинными коллекторами. Пористость коллекторов изменяется от 6,4 до 19,8% при проницаемости $(0,37–1,4) \times 10^{-12}$ м² и нефтенасыщенности до 75,3%. Промышленные залежи нефти установлены на месторождениях Кенкияк, Бозоба, Кокжиде, Восточный Акжар, Курсай и Каратюбе. Нефтепроявления отмечались на площадях Арансай, Остансук и Кумсай.

В регионе на 40 выявленных и подготовленных к глубокому бурению подсолевых поднятиях проведено параметрическое, поисковое и разведочное бурение, открыты промышленные залежи нефти и газа [2].

Все выявленные антиклинали связаны с субмеридиональными взбросо-надвигами, обусловленными уральской орогенцией. Надвиги имеют более пологие восточные крылья и более крутые западные. В восточных антиклинальных линиях обнажены верхнекаменноугольные отложения, к западу в сводах последовательно выходят на поверхность нижнепермские докунгурские, а затем кунгурские и верхнепермские отложения.

Поисковое бурение проводилось на Александровской, Северо-Петропавловской, Жилианской и других площадях Актюбинского Приуралья. Александровская складка имеет длину около 25 км, ширину – около 1,5 км. Вскрыто 700 м касимовских, 900 м гжельских и около 1300 м ассельско-сакмарских терригенных пород с углами падения до 70° на западном крыле и до 40–45° на восточном крыле. С глубиной углы падения уменьшаются. По данным треста «Актюбнефтегазразведка»

особенно интенсивные нефтегазопроявления в верхнекаменноугольных отложениях наблюдались в скважинах Г-16 и Г-14. В скв.Г-16 при совместном опробовании трех объектов получен приток бессернистого углеводородного газа дебитом 200 м³/сут. В скв.Г-14 из двух интервалов получены 3000 и 450 м³/сут. В этой же скважине встречены песчаники, пропитанные жидкой нефтью.

На Северо-Петропавловской структуре с 1950 по 1959 гг. пробурено 17 разведочных скважин глубиной до 3 км. По западному крылу проходит надвиг с восточным падением, по нему восточное поднятое крыло смещено на 1 км. На восточном крыле обнажены артинские породы, на западном – кунгурские. Скважинами изучен разрез ассельско-артинских и верхнекаменноугольных терригенных отложений толщиной 2,7–3,0 км. Углы падения пород 25–35°. Признаки нефти и газопроявления установлены почти во всех глубоких скважинах, из верхнекаменноугольных отложений получен приток газа дебитом 260 м³/сут. На Северо-Петропавловской площади в нижнепермских отложениях наблюдалось наибольшее количество нефтегазопоявлений. Особо следует отметить результаты опробования скв.Г-18, в которой из интервала 1201–960 м получен приток газа. Сначала дебит газа равнялся 50000 м³/сут (в течение 40 мин), затем упал до 5000 м³/сут и впоследствии установился в пределах 480–500 м³/сут. Газ бессернистый с 53,7% углеводородной составляющей. В других скважинах из разных интервалов получены притоки газа дебитом от 120–500 до 8000–10000 м³/сут. Газ бессернистый с 77% углеводородной составляющей. Отмечено 2 метра песчаника, пропитанного нефтью.

Жилинская антиклинальная зона также обусловлена надвигом (Западно-Ащисайским). По нему происходит погружение до кунгурских отложений, а кунгурские соленосные отложения на западных крыльях зоны имеют большие мощности и формируют

соляные субмеридиональные гряды. Вдоль Западно-Ащисайского надвига расположены приразломные узкие и протяженные антиклинали – Джурун, Табантал, Подгорненская, Жилинская, Джуса и другие. В Оренбургском Приуралье на его продолжении выявлены аналогичные структуры: Активная, Петровская, Большеикская и далее в Башкирии – Беркутовская, Исимовская, Саратовская, Подгорновская.

В Актюбинском Приуралье наиболее изученной является Жилинская складка длиной более 15 км при ширине 2,8 км, здесь выполнено структурное бурение, сейсморазведка РНП-МОВ, пробурены в 1948–1954 гг. 23 разведочные скважины глубиной 1000 м (20 скважин) и 2500–3000 м (3 скважины). В своде обнажены конгломераты артинского яруса, на крыльях – соленосные отложения кунгура и терригенные верхней перми. Западное крыло крутое (до 65°), осложнено взбросом амплитудой 500 м, восточное крыло надвинуто на западное. В своде углы падения артинских пород не превышают 10°, на восточном крыле они возрастают до 45°. Признаки нефти и газа на Жилинской площади отмечались по терригенным нижнепермским отложениям, их толщина составляет около 2500 м. В песчано-глинистых отложениях ассельско-сакмарского возраста ряда скважин отмечались признаки нефтегазоносности в виде пропитанности кернa нефтью, выпотов, запахов и незначительных притоков нефти, разгазирования и выбросов глинистого раствора, притоков газа дебитом 100–750–2000 м³/сут. Наибольший приток 5000–6000 м³/сут получен из артинских отложений в скв.Г-4. Газ бессернистый, углеводородный. Нефть малосернистая, смолистая, парафиновая.

На Актюбинской структуре и ее продолжении к югу Биштамакской в 50-х годах прошлого века проведены поисковые работы МОВ-РНП и глубокое бурение. Особенностью Актюбинско-Биштамакской складки (как и других в этой полосе) является смеще-

ние свода по кунгуру по отношению к своду по артинским отложениям на 1,5–2 км к западу, что связано как с пологим надвигом, так и с приуроченностью купола к западному крылу надвига. Здесь отмечены многочисленные признаки нефтегазоносности артинских отложений в виде примазок, пленки и незначительных притоков нефти и газа.

Многочисленные признаки нефтегазоносности верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений зафиксированы в скважинах Подгорненской, Белогорской, Борлинской, Джусинской, Георгиевской площадей [4].

Карбонатно-терригенные отложения Актюбинского Приуралья и Примугоджарья нефтегазоносны от верхнего карбона до артинского яруса нижней перми.

8. Восток Прикаспийской впадины

На востоке Прикаспийской впадины выделены две зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) – Кенкиякско-Жаназольская и Акжарско-Каратюбинская. В подсолевых отложениях установлена промышленная нефтегазоносность четырех комплексов:

- терригенного турнейско-визейского возраста;
- карбонатного (КТ-II) поздневизейско-раннемосковского возраста;
- карбонатного (КТ-I) раннемосковского-касимовского возраста;
- терригенного позднекаменноугольно-раннепермского возраста.

В терригенном НГК турнейско-визейского возраста выделяется до семи продуктивных горизонтов. Пласты-коллекторы гранулярного типа сложены песчаниками и алевролитами. Их мощность достигает 40 м [2]. Пористость нефтеносных коллекторов 8,5–25,1%, проницаемость до $(0,83–0,95) \times 10^{-12} \text{ м}^2$ и нефтенасыщенность 65–90%. К комплексу приурочено два промышленных месторождения нефти – Лактыбай и Жанатан. Нефтепроявления различной интенсивности отмечались на площадях Западный Кожасай, Каратюбе, Курсай, Восточный Акжар, Тортколь, Кокбулак и Ка-

раулкельды. Залежи нефти характеризуются АВПД, превышающим гидростатическое в 2 раза. Нефть сингенетична вмещающим породам, имеет коричневатозеленый цвет, бензинокеросиновая, метанонафтенового типа.

Месторождения Лактыбай и Жанатан расположены за бортовым карбонатным уступом поздневизейско-раннемосковского возраста. Залежи нефти локализованы в песчаниках и алевролитах визейского яруса. Пористость коллекторов 7–16%, проницаемость до 0,04 мкм². Мощности нефтенасыщенных пластов от 7 до 33 м. Дебиты нефти от 8 (Жанатан) до 110 м³/сут (Лактыбай). В тектоническом отношении месторождения приурочены к принадвиговым субмеридиональным антиклинальным структурам амплитудой 250–400 м и протяженностью 15–17 км при ширине до 5–6 км. Нефтяные пласты расположены на глубинах 3,7–4,0 км и перекрыты депрессионными глинистыми известняками ($C_1v_1 - C_2m_1$, мощность 150–250 м). Выше известняков залегает глинисто-алевролитовая толща ($C_3(?) - P_1$). Месторождения мелкие (первые миллионы тонн). Дебит нефти на Лактыбае достигал 288 м³/сут при давлениях: трубном – 27,8 МПа и затрубном – 28,8 МПа на 5-мм штуцере [2].

Незначительные притоки нефти и газа из терригенной толщи турнейско-визейского возраста получены на площадях Каратюбе, Терешковская, Коздысай, Маткен, Равнинная. Залежи нефти установлены на площади Улькентобе юго-западное, где в процессе бурения скважина 2 при забое 5140 м начала фонтанировать нефтью дебитом 65–70 м³/сут. На месторождении Тортай обнаружено четыре нефтегазоносных горизонта, залежь нефти выявлена на площади Шолькара – приток нефти дебитом 8–16 м³/сут.

В КТ-II промышленные залежи нефти и газа установлены на месторождениях Жаназол, Восточный Жагабулак, Алибекмола, Восточный Мортук, Кожасай, Жанатан, Кенкияк, Кокжиде, Башенколь и Лактыбай.

На Жанатане дебит нефти и конденсата достигал 720 м³/сут, газа – 18 тыс. м³/сут [2]. КТ-II является аналогом бухарчинской свиты зоны передовых складок Урала.

В КТ-I месторождения нефти, конденсата и газа установлены на площадях Урихтау, Жанажол, Восточный Жагабулак, Алибекмола, Синельниковская и др., где дебит нефти – 16–111 м³/сут, конденсата – 28,5–96,0 м³/сут и газа – до 2 тыс. м³/сут [2].

В терригенной толще ассельско-артинского НГК пласты-коллекторы установлены на площадях Кенкияк, Кумсай и в Акжар-Курсай-Каратюбинской зоне, представлены песчаниками и алевролитами, гравелитами и конгломератами. Всего выделено семь продуктивных горизонтов: один – в ассельском, четыре – в сакмарском и два – в артинском ярусах [1]. Их промышленная нефтегазоносность установлена на месторождениях Кенкияк, Восточный Акжар и Каратюбе.

Каратюбе-Акжарская зона нефтегазонакопления состоит из трех самостоятельных поднятий – Восточный Акжар, Курсай и Каратюбе. Залежи нефти приурочены к ассельско-артинским отложениям. Их мощность составляет 315–320 м, на нефтенасыщенную мощность приходится 50–68%. Высокодебитный приток был получен в скв.5 Восточный Акжар – 749–1200 м³/сут. Пористость пластов-коллекторов по ГИС изменяется от 11,9 до 22,0%. Матричная проницаемость колеблется в пределах 0,2–0,4 мкм².

Продуктивные пласты песчаников и алевролитов на месторождениях Кенкияк и Восточный Акжар залегают на глубинах от 4300 до 5000 м, характеризуются невысокими ФЕС: пористость 7–10%, проницаемость не более 0,003 мкм²; АВПД (коэффициент аномальности) до 1,7, изменчивый дебит нефти (от первых до 100–150 м³/с). При таких ФЕС коллекторов очевидно, что дебиты нефти обеспечены трещинной составляющей проницаемости.

9. Обобщенные данные

по верхнедевонско-нижнепермскому НГК

1. Верхняя стратиграфическая граница НГК – кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми (сейсмический репер А), нижняя – подошва отложений зилаирской свиты фаменского яруса верхнего девона (условно – сейсмический репер D?). В пределах зоны передовых складок Урала карбонатно-терригенные отложения комплекса выходят на дневную поверхность. НГК сложен аргиллитами, алевролитами, песчаниками, известняками и мергелями.

2. Вся карбонатно-терригенная толща верхнедевонско-нижнепермского НГК оренбургского сегмента Предуральяского прогиба является единым газомещающим резервуаром. Дебит газа при опробовании интервалов толщи достигал 30–50 тыс. м³/сут. Этот же вывод можно сделать и для толщи башкортостанского сегмента. Дебит газа достигал 53 тыс. м³/сут, конденсата – 0,75 м³/сут.

3. В оренбургском сегменте зоны передовых складок Урала газоносен весь разрез ассельского яруса (до глубины 2755 м), вскрытый скв.117 Предуральской. Данных о нефтегазоносности карбонатно-терригенной толщи в башкортостанском сегменте зоны не имеется.

4. В Зилаирском синклинии притоки газа получены из терригенных отложений зилаирской свиты в скв.1, 3 и 4 Асташских. Дебит достигал 300 тыс. м³/сут.

5. В Актюбинском Приуралье и Примугоджарье бурением установлена нефтегазоносность отложений от верхнего карбона до артинского яруса нижней перми. Дебит газа достигал 50 тыс. м³/сут.

6. На востоке Прикаспийской впадины промышленная нефтегазоносность терригенных отложений визейско-артинского возраста установлена на пяти площадях (Лактыбай, Жанатан, Кенкияк, Восточный Акжар и Каратюбе).

Таким образом, карбонатно-терригенные отложения выделенного нами верхнедевонско-нижнепермского НГК нефтегазоносны на всей территории его развития: юг Предуральского прогиба, зона передовых складок Урала, Зилаирский синклиниорий, Актюбинское Приуралье, Примугодजारье и восток Прикаспийской впадины. В пределах оренбургских сегментов Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала в отложениях нижней перми бурением водоносных пластов-коллекторов не выявлено.

На основе вышеизложенного можно сделать следующие основные выводы:

1. Вся карбонатно-терригенная толща верхнедевонско-нижнепермского возраста оренбургских сегментов Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала представляет единый газомещающий резервуар, за исключением самой верхней части толщи в зоне передовых складок.

2. При опробовании наблюдалось уменьшение дебитов газа в течение нескольких суток.

3. Выделено два типа коллекторов: трещинно-поровый и трещинно-низкопоровый. В Предуральском прогибе покрывкой для газоносной толщи являются ангидриты кунгурского яруса нижней перми (региональная покрывка в Прикаспийской впадине и на юге Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). В зоне передовых складок Урала региональной покрывки не установлено.

Первоочередной научной задачей дальнейшего изучения вещественного состава, условий залегания и перспектив нефтегазоносности верхнедевонско-нижнепермской карбонатно-терригенной толщи региона является интеграция новых данных в региональную модель верхнедевонско-артинских отложений юго-востока Русской плиты, разработанную авторами публикации [16].

Л и т е р а т у р а

1. Абилхасимов Х. Б. Закономерности пространственного размещения природных резервуаров Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 11–17.
2. Дальян И. Б. Особенности тектоники подсолевых комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 1996. – № 6. – С. 8–17.
3. Состояние геологоразведочных работ и перспективы нефтегазоносности Оренбургского участка Предуральского прогиба / В. И. Днистрянский, М. А. Политыкина, В. В. Дроздов, А. М. Тюрин, Р. А. Сюмбаева // Материалы XV координационного геолог. совещания. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – С. 162–176.
4. Замарёнов А. К. Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. – Л.: Недра, 1970. – 172 с.
5. Карнаухов С. М., Политыкина М. А., Тюрин А. М. Перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах юга Предуральского прогиба. Оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий Оренбургской области и определение направлений по их исследованию. – М., 2002. – С. 43–55.
6. Политыкина М. А., Тюрин А. М. Нижнепермские флишоиды восточного борта юга Предуральского прогиба – возможный объект промышленной добычи газа // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и возобновляемые источники энергии. – Санкт-Петербург, 2002. – С. 76–77.
7. Политыкина М. А., Тюрин А. М. Толща нижнепермских флишоидов восточного борта юга Предуральского прогиба – нетрадиционный нефтегазовмещающий резервуар // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – М., 2002. – С. 411–413.

8. Политыкина М. А., Тюрин А. М. О постановке параметрического бурения на нижнепермские терригенные отложения юга Предуральяского прогиба // Новые идеи в науках о Земле. – М., 2003. – Т. 1. – С. 170.

9. Юг Предуральяского прогиба – новое направление поисковых работ на нефть и газ / М. А. Политыкина, А. М. Тюрин, С. М. Карнауков, В. М. Черваков, В. И. Гореликов // Стратегия развития и освоения сырьевой базы основных энергоносителей России. – Санкт-Петербург, 2004. – С. 74–76.

10. Политыкина М. А., Тюрин А. М., Дроздов В. В. Нижнепермские флишоиды юга Предуральяского прогиба и природный сланцевый газ // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2010. – С. 358–363.

11. Политыкина М. А., Тюрин А. М., Дроздов В. В. Углеводородное сырье нетрадиционных источников – перспектива развития ООО «Газпром добыча Оренбург» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 12. – С. 48–51.

12. Литология и коллекторские свойства отложений ассельского яруса нижней перми зоны передовых складок Южного Урала по результатам бурения параметрической скв. 117 Предуральской / Т. В. Силагина, В. В. Дроздов, А. М. Тюрин, М. А. Политыкина // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 72. – С. 12–19.

13. Тюрин А. М. Сейсмогеологическая модель Актакальской площади // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 72. – С. 6–12.

14. Шпильман И. А. Опыт разведки и направления открытия уникальных и крупных месторождений нефти и газа. – Оренбург: Оренбург. кн. изд-во, 1999. – 168 с.

15. Щекотова И. А. Особенности строения Призилайрской полосы передовых складок Южного Урала и перспективы ее нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 1987. – № 12. – С. 40–45.

16. Формирование среднедевонско-артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегавпадина и ее обрамление) / С. В. Яцкевич, В. Я. Воробьев, Ю. И. Никитин, Ю. С. Кононов, Е. В. Постнова // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 63. – С. 3–16.

УДК 551.248.1

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В ПОМОЩЬ ГЕОФИЗИКЕ

© 2014 г. Ю. Д. Горьков

Изучение геологического строения недр с целью поисков месторождений нефти и газа осуществляется в основном геофизическими, преимущественно – сейсморазведочными методами. Получаемые при этом сведения часто недостаточны для воспроизведения строения геоструктур. Возникают затруднения в интерпретации таких материалов, нередко допускающих построения двух и более вариантов той или иной геоструктуры. Известны случаи пропуска геоструктур – разрывных нарушений, локальных поднятий и других дислокаций. Недостающая информация в подобных

случаях пополняется обычно результатами обработки дополнительных сейсмопрофилей.

Существуют и другие, менее дорогостоящие по сравнению с сейсморазведкой методы изучения геотектонического строения недр. К ним относятся методы структурного и палеоструктурного анализов:

- метод построения структурных карт и карт изопахит;
- метод схождения;
- метод приведения;
- метод искусственных срезов;
- метод анализа мощностей отложений;