

К ПЕРСПЕКТИВАМ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЯ ПЛАТФОРМЕННОГО БАШКОРТОСТАНА

В последние годы на западе и северо-западе платформенного Башкортостана, с целью изучения разреза и нефтегазоносности венд-рифейских отложений, были пробурены две параметрические скважины — 50 Ново-Урняк и I Леуза.

Скважина 50 Ново-Урняк (50 Н-У) была заложена в самой западной части Камско-Бельского прогиба (КБП), близ Татарского свода. Она перебурила отложения верхнего протерозоя в интервале глубин 1970–2450 м и вошла в породы кристаллического фундамента. Верхняя часть протерозойских отложений, представленная переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, отнесена к каировской серии венда. Залегающая ниже толща песчаников с прослоями гравелитов, конгломератов, реже алевролитов и аргиллитов отвечает базальному комплексу рифея. В процессе бурения установлено, что песчаники этого комплекса, в большинстве своем являются водонасыщенными [Иванова и др., 2001а, 2001б]. По материалам ГИС, с учетом водонасыщенности пород, к опробованию были намечены 3 интервала базального комплекса — 2033–2146 м, 2140–2286,6 м и 2085–2310 м. Из всех этих интервалов получены притоки пластовой воды с растворенным газом с дебитом от 105 до 144 м³/сутки. Анализ газа показал, что метан составляет от 83,7% до 96,7%, этан от 2,5% до 10,2%, пропан — бутан от 3,3% до 6,1%. Сумма горючих углеводородов колеблется от фоновых значений до 32,2%. При раздельном опробовании интервала 2140–2286,6 м на глубине 2145–2170 м было получено 125 м³/сутки воды с газом, а в интервале 2186–2220 м — 1200 м³/сутки. По результатам химического анализа вод их минерализация колеблется в пределах 151,2–217,5 мг-экв/100 г, а по составу они хлор-кальциевого типа. В ранее пробуренных скважинах 20005, 203 и 183 Мензелино-Актаныш (М-А) и 7000 Арлан (АР) (западная часть КБП) из базальных отложений рифея также получены притоки пластовой воды с растворенным газом. В скв. 20005 приток менялся от 2,7 м³/с до 580 м³/с (в составе газа метан составлял 94,4%). В скважинах 203 и 183 дебит пластовой воды значительно меньше, соответственно 8–26 м³/с и 0,9–2,7 м³/с. В скв. 7000 АР с забоя (глубина 4516 м) был получен приток пластовой воды с дебитом 20 м³/с.

Пластовые воды с растворенным газом в базальном комплексе рифея везде приурочены к песчаникам, в которых отмечаются коллектора порового,

трещинного и смешанного типов. Наличие этих коллекторов в рифейском разрезе скв. 50 Н-У свидетельствует, что эти породы способны содержать и отдавать флюиды.

По породам кристаллического фундамента скв. 50 Н-У прошла более 500 м. На территории платформенного Башкортостана на такую глубину кристаллический фундамент, под отложениями верхнего протерозоя, вскрыт впервые. Сложен он плотными гранито-гнейсами, среди которых, по материалам ГИС и керну, отмечаются «разрушенные зоны» (зоны дроблений). Чаще всего они представлены конгломератами (по-видимому, брекчией), состоящими из обломков пород кристаллического фундамента, кварцитов и глинистых пород. Подобные зоны отмечаются в кристаллическом фундаменте и на территории Татарстана. Проведенные там детальные минералого-петрографические исследования показали, что они представляют сложный комплекс механически и гидротермально переработанных пород. Эти зоны характеризуются хорошими коллекторскими свойствами [Муслимов и др., 2000].

При испытании таких зон в скв. 50 Н-У получены притоки минерализованной воды с дебитом от 0,2 до 9,1 м³/с. Вода имеет плотность 1,206 г/см³. Тип воды хлор-кальциевый, сходный с водами нефтесодержащих продуктивных горизонтов верхнего девона. Наличие в разрезе кристаллического фундамента коллекторов позволяет рассматривать его как объект для поисков промышленных скоплений углеводородов.

Вторая скв. I Леуза (I ЛУ) пробурена в самой западной полосе краевой зоны Урала. Здесь под отложениями палеозоя вскрыты породы верхнего рифея. Скважина перебурила их и вошла в образования среднего рифея, по которым прошла более 500 м.

По данным газового каротажа, керну и материалам ГИС, в разрезе верхнего рифея не выявлены интервалы, интересные для опробования на приток флюидов. В разрезе среднего рифея к испытанию на приток флюидов были предложены песчаники ново-кипчакской (тукаевской) свиты в интервале глубин 5064–5109,8 м¹. По материалам, взятым из дела скв. I ЛУ (Уфимское УБР), установлено, что при опробовании за 3 часа было получено 690 л слабо газированного глинистого раствора. Анализ газа, полученного из раствора показал содержание метана до 56% (фоновые показатели составляют 20%). При повторном испытании этого интервала за 4 часа

¹ Выше этой зоны в интервале глубин 5056–5058 м отмечалось поглощение глинистого раствора, но этот интервал по техническим причинам не исследовался.

получено 856 л газированного глинистого раствора. Раздельный анализ газа показал, что содержание в нем метана характерно для газо-конденсатных залежей. Результаты испытания ново-кипчакских песчаников заставили заново пересмотреть все материалы газового каротажа в интервале глубин 4500 м — забой. Было выявлено 2 интервала с газопоказаниями, превышающими фоновые. Это интервалы глубин 4770—5000 м и 5056 м — забой. Первый интервал попадает в разрез демской (ольховской) свиты, а второй — ново-кипчакской (тукаевской). Испытание разреза выше отметки 5064 м было невозможно провести по техническим причинам (высокая степень кавернозности ствола скважины). При опробовании песчаников в интервале глубин 5107—5131,5 м (верхняя часть предположительно проницаемого пласта) получен приток газированного глинистого раствора. Анализ газа при промывке полученной жидкости показал суммарное содержание газа 0,643—0,5%, из которых на долю метана приходится от 87 до 97%. По результатам испытания этого объекта, ниже его, по мнению геологов Уфимского УБР (устное сообщение), вполне вероятно существование горизонта, содержащего промышленные скопления газа.

Незначительные притоки флюидов из интервалов опробования рифейского разреза скв. 1 ЛУ можно объяснить разными причинами. Вполне вероятно, что методика обнаружения флюидо-содержащих горизонтов в разрезе трещиноватых метаморфизованных пород по комплексу ГИС еще недостаточно отработана. На данном объекте за основу взята методика выделения пористых песчаников в отложениях палеозоя, что, видимо, не способствует получению надежных результатов в рифейском разрезе. Возможно на полученные результаты повлияли технологические особенности бурения и использованные режимы опробования измененных пород.

Косвенным подтверждением возможного наличия газовой залежи в ново-кипчакских отложениях в скв. 1 ЛУ являются результаты опробования в ранее пробуренных скважинах 62 Кабаково и 4 Аслы-куль. Разрез среднего рифея в них близок к разрезу в скв. 1 ЛУ, и из этих отложений получены приток газа в скв. 62 Кабаково и пластовая вода с газом в скв. 4 Аслы-куль [Романов, Ишерская, 2001].

Таким образом, результаты бурения скважин 50 Н-У и 1 ЛУ подтвердили наличие коллекторов на разных уровнях рифея (и кристаллического фундамента) и циркуляцию в них газо-водяных флюидов.

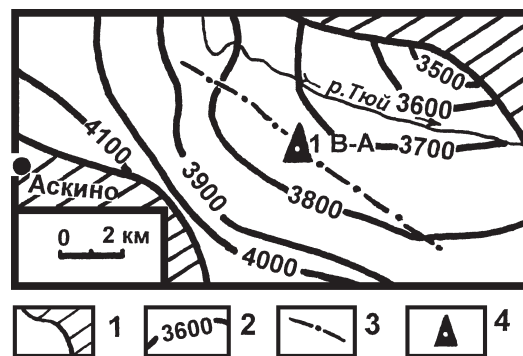
В 2002 г. в АО «Башнефть» планировалось начать бурение новой пятикилометровой параметрической скважины I Восточно-Аскинская (I В-А) с целью изучения перспектив нефтегазосности рифейских отложений на севере Башкортостана. По проекту скважина должна перебурить отложения венда, среднего рифея, и на глубине несколько более 3700 м вскрыть III сейсмический отраженный горизонт — кровлю калтасинской свиты нижнего рифея. По нашим подсчетам она должна быть остановлена в породах саузовской подсвиты той же свиты. По данным АО «Башнефтегеофизика» [2000 г.] скв. 1 В-А будет заложена на локальном поднятии, расположенном приблизительно в 10 км к востоку от с. Аскино. На первом региональном сейсмопрофиле АО «Башнефтегеофизика» [2000 г.] в этом районе зафиксирован антиклинальный перегиб слоев с амплитудой до 100 м.

Результаты изучения временных разрезов и карт изохрон 07 и 107 сейсмопартии АО «Башнефтегеофизика» (1982—83 гг.) показывают, что на уровне III отражающего горизонта в этом районе прослеживается пологая слабо дислоцированная моноклираль шириной 7—12 км. С северо-северо-востока и юго-юго-запада она ограничена ослабленными зонами, амплитуда смещения по которым местами достигает 200—300 м. По данным сейсморазведки МОГТ, наиболее погружены западные и южные участки моноклинали (кровля калтасинской свиты опущена до 4100 м), а северо-восточный участок структуры приподнят, и здесь III отражающий горизонт залегает на уровне 3500 м.

На карте изохрон III отражающего горизонта (сейсмопартий 07 и 107/83) и на первом региональном сейсмопрофиле АО «Башнефтегеофизика» [2000 г.], по линии, ориентированной с северо-запада на юго-восток, в районе проектируемой скважины действительно фиксируется антиклинальный перегиб слоев. Но по линии, проходящей через район проектной скважины с юго-запада на северо-восток, кровля калтасинской свиты плавно воздымается к северо-востоку. Наиболее приподнятое положение (почти на 200 м) кровля занимает приблизительно в 2,5 км к востоку-северо-востоку от проектируемой скв. 1 В-А (см. рис.). Но ни в первом, ни во втором районах четкая (замкнутая)

Рис. Схематическая структурная карта по поверхности III отражающего горизонта (по материалам сейсмопартий 07 и 107/83 ОАО «Башнефтегеофизика»)

1 — ослабленные зоны, 2 — изогипсы кровли калтасинской свиты, 3 — линия I регионального сейсмического профиля «Башнефтегеофизика» [2000 г.], 4 — проектируемая скважина



локальная складка не улавливается. Таким образом, структурная обстановка в районе проектируемой скважины такова, что даже в случае успешного бурения скв. 1 В-А, она не сможет подтвердить или опровергнуть наличие локальной складки и объективно определить перспективы нефтегазоносности рифейских толщ этого района.

Литература:

Иванова Т.В., Масагутов Р.Х., Исаков И.А. и др. Результаты изучения верхнепротерозойских отложений параметрической скв. 50 Новоурняк // Труды / БашНИПнефть, Уфа, 2001а. Вып. 108. С. 19–25.

Иванова Т.В., Масагутов Р.Х., Исаков И.А. и др. Стратиграфия и литология средне- и верхнери-

фейских отложений юго-восточной части Юрюзано-Сылвинской депрессии. // Труды / БашНИПнефть. Уфа, 2001б. Вып. 108. С. 5–17.

Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Назипов А.К. и др. К вопросу о возможности формирования скоплений нефти ниже промышленно освоенных глубин Татарстана (по результатам бурения сверхглубоких скважин): Тезисы / Всерос. научно-практ. конференция «Критерии оценки нефтегаз. ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геол.-разв. работ». Пермь, 2000. С. 180–181.

Романов В.А., Ишерская М.В. Рифей платформенного Башкортостана: стратиграфия, тектоника и перспективы нефтегазоносности. Уфа: Гилем, 2001. 125 с.