

Напрашивается вывод, что наверно трудно найти еще такой регион, где все факторы формирования крупных месторождений газа и конденсата присутствовали бы в совокупности, как это имеет место в юго-восточных районах Восточно-Европейской платформы.

Резюмируя вышесказанное и сопоставляя сведения из литературных источников с геологическими и геофизическими материалами по восточным районам Восточно-Европейской платформы можно с уверенностью прогнозировать существование крупных газовых и газоконденсатных месторождений на юге Предуральяского прогиба и на северо-востоке Прикаспийской синеклизы. Для их выявления необходимо провести ревизию сейсмического материала и опосредованно выделить на нем структуры.

Литература: 1. *Хэлбути М. Т.* Новые и перспективные нефтегазоносные регионы и месторождения мира // Месторождения нефти и газа: Доклады, секция С.13 / 27-й Международный геол. конгресс. М.: Наука, 1984. С.3–14. 2. *Максимов С. П., Лаврушко И. П.* Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции // Месторождения нефти и газа: Доклады, секция С.13 / 27-й Международный геол. конгресс. М.: Наука, 1984. С.14–20. 3. *Светлакова А. Н.* Системы разломов земной коры на востоке Восточно-Европейской платформы и их связь с нефтегазоносностью региона / УНЦ РАН. Уфа. 1993. 148 с. 4. *Клубов В. А.* Тектонические условия размещения нефтяных и газовых месторождений в Южном Урало-Поволжье // Труды / ВНИГНИ, 1968. Вып. 59. С.31–46.

С. Н. Солоницин, Р. Х. Масагутов, Н. Б. Амельченко

О ХАРАКТЕРЕ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ ДИСЛОКАЦИЙ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЮРЮЗАНО-АЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Впервые Апутовская антиклинальная складка была выявлена еще геологической съемкой по нижнепермским отложениям. В 60-е годы на ней было развернуто поисковое бурение по Апутовскому проекту и в 1972 г. скважиной 19 открыто месторождение газа в пористо-проницаемых известняках башкирского яруса, которые по заключению И. К. Королюк в значительной части образованы за счет осаднения взвешенного детритового и биоморфного материала, а местный бентос играл сравнительно незначительную роль в формировании осадков. По целому ряду литологических особенностей, редкости и специфическому набору макрофауны башкирские отложения выделены ею в особую фитодетритовую формацию, распространенную в зоне передовых складок Урала и в Юрюзано-Айской впадине восточнее Месягутовско-Тардовского взбросо-надвига.

Поисково-разведочными работами (всего на участке Апутовского месторождения было пробурено 8 скважин) выявлено два отдельных купола — северный, в районе скв. 100 и 19, и южный, в районе скв. 27. При опробовании в скв. 19 двух интервалов: -1967,5...-1987,5 м и -1923,5...-1947,5 м получены притоки газа дебитом 46,4 тыс. м³/сут и 143,5 тыс. м³/сут соответственно. Состав газа в объемных процентах: азота — 5,11, метана — 87,78, этана — 0,33, пропана — 0,68, бутана и более тяжелых — 0,1, сероводород не обнаружен. По результатам опробования этаж газоносности залежи 74 м. Согласно оперативному подсчету выделены участки с запасами категории С₁, (364 млн. м³) и С₂ (399 млн. м³). В скв. 27 при опробовании интервала 2320–2348 м (-1962,7...-1990,7) получен приток газа дебитом 30–40 тыс. м³/сут и воды 6–10 м³/сут. Ввиду аварии опробование не было доведено до конца, и скважину ликвидировали по техническим причинам. Запасы газа южного купола по категории С₂, составляют 750 млн. м³.

Геологическое строение участка месторождения изучалось геофизическими методами. В 1958 г. трестом «Башнефтегеофизика» (БНГФ) гравиметрическими работами выявлена гравитационная ступень северо-восточного простирания, соответствующая Апутовской антиклинальной складке. В 1971 г. одним субширотным профилем, проходящим между скв. 27 и 28, а в 1976 г. к югу от скв. 27 по системе профилей БНГФ были проведены сейсморазведочные работы МОГТ, в результате которых был подтвержден южный купол Апутовской складки и выявлен крутой (~80° в палеозойской части геологического разреза) взбросо-надвиг северо-восточного простирания, ограничивающий складку с запада.

По мнению других исследователей [1, 2 и др.], основанному на интерпретации материалов бурения профиля скв. 20, 18, 19 и 24, Апутовская структура является пологой, расположенной в тылу надвига аллохтонной складкой высотой около 150 м, надвинутой в западном направлении на расстояние не менее 3 км. Согласно этой концепции скв. 19, 18, 20 вскрыта сводовая часть антиклинали, а скв. 24, заложенной на западном крыле складки, на глубине 2234 м (-1922) встречен надвиг: после карбонатов башкирского яруса скважина вошла в терригенные отложения верхнего карбона; повторно известняки башкирского яруса встречены на глубине 3460 м (-3172). Вывод о наличии надвига и горизонтальном перемещении по нему обосновывается различием мощностей и фациального состава разновозрастных (московский ярус) толщ автохтона и аллохтона. Отметим, что никаких определений возраста пород выше интервала глубин 3481–3488 м, который по комплексу фораминифер датируется башкирским ярусом, из-за отсутствия руководящей фауны не имеется, а проектным разрезом башкирский ярус предполагался на глубине 3425 м.

После длительного перерыва в исследовании Апутовского участка в 1999 г. появились новые сейсмические данные — по предложению БашНИПИнефть ОАО БНГФ отработаны пять профилей МОГТ: два по простиранию Апутовской складки и три вкрест него (рис. 1), при этом один из сейсмических профилей — 1297106 (рис. 1, 2) начинается в 200 м восточнее скв. 24 и проходит вблизи скв. 100, 18, 20, то есть практически по их линии. При интерпретации сейсмического материала по профилю 1297106 однозначно выделяется достаточно узкая (~500...800 м) зона крутонаклоненного разрывного нарушения (~80°), секущая осадочную толщу и проходящая несколько западнее скв. 100 (рис. 2). В допалеозойской части разреза наклон дизъюнктива слабо уменьшается, приобретая черты взбросо-надвига. По обе стороны разлома уверенно выделяется наиболее контрастное на всем участке двухфазное отражение, предшествующее отражающему горизонту В, отождествляемому с кровлей башкирского яруса, — в западной части на временах $t_0 = 1,600...1,630$ с, а в районе скв. 100 (в своде складки) — на временах $t_0 = 1,090...1,120$ с. Таким образом, во временном масштабе амплитуда вертикального смещения по разлому составляет до 0,510/2 с. Если принять среднюю интервальную сейсмическую скорость равной 4800 м/с, что соответствует реальным скоростям во внутренней зоне Юрюзано-Айской впадины, то вертикальное смещение по разлому будет 1224 м. Действительно, разница в абсолютных отметках кровли башкирского яруса по скв. 19 и 24 составляет 1259 м. При этом наклон разлома и поведение отражающих горизонтов исключают наличие заметного перемещения слоев в западном направлении (в противном случае в районе скв. 24 отражение В прослеживалось бы на том же времени 1,090 с, что и в своде складки). Таким образом, по сейсмическим данным в комплексе с материалами бурения установлено отсутствие значительных горизонтальных перемещений и прослежено северо-восточное продолжение крутонаклоненного Лаклинско-Леузинско-Апутовского взбросо-надвига [3], выявленного БНГФ в 70-е годы в южной части участка.

Комплексной интерпретацией сейсмических материалов 1976 и 1997 гг. и данных бурения на рассматриваемом участке по простиранию взбросо-надвига во взброшенной части подтверждено наличие двух куполовидных поднятий; северо-восточнее их, в 2 км к юго-западу от скв. 23 одним профилем МОГТ выявлен положительный перегиб.

По уточненным данным размеры южного купола по изогипсе -2000 м (район скв. 27) составляют приблизительно 2,7×2,3 км. Восточное и южное крылья этого купола осложнены сбросами с вертикальной амплитудой более 100 м (рис. 1). Относительно уточненного структурного положения южного купола контур стоящих на балансе запасов категории C_2 смещен к востоку от его сводовой части так, что выявленный восточный сброс сечет его практически пополам по длинной оси. Проведенной переинтерпретацией материалов ГИС по скв. 27 в башкирских отложениях начиная с глубины 2297,2 м (-1939,9) и до глубины 2318,4 м (-1961,1) выделено 10 газонасыщенных интервалов коллекторов

с эффективными толщинами от 1,2 до 6,0 м и пористостью от 4,0 до 16,1 %. Суммарная толщина коллекторов составляет 21,2 м, средневзвешенная по их толщине пористость равна 7,84 %. Наиболее высокопористые коллектора размещаются в середине газонасыщенной толщи. Ниже, на глубинах 2320–2404,4 м (-1962,7...-2047,1) расположены еще два мощных (толщины 52 и 32 м), но низкопористых интервала (пористость 1,85 и 2,0 %), газонасыщенных по ГИС. Из верхней 52-метровой пачки при незаконченном опробовании интервала 2320–2348 м был получен приток газа с водой. Однако маловероятно, что при обычном опробовании в процессе бурения из такого низкопористого коллектора можно было получить приток газа дебитом 30–40 тыс. м³/сут, так как такие притоки в регионе без кислотной обработки призабойной зоны пласта не получали и из более пористых коллекторов. Скорее всего, приток газа произошел из вышележащего пористого пропластка с подошвой на глубине 2318,4 м (-1961,1). Исходя из этого, в результате комплексного анализа всей имеющейся информации внешний контур газовой залежи южного купола можно провести по абсолютной отметке -1961 м, что позволяет скорректировать площадь и величину числящихся в его районе запасов газа.

Центральный купол (район скв. 100, 19) изометричной формы по изогипсе -2000 м имеет размеры примерно 3×3 км. Относительно уточненного структурного положения купола контур числящихся на балансе в его районе запасов газа смещен к северу от сводовой части. По материалам ГИС скв. 19 газонасыщенные интервалы коллекторов выделяются в интервале глубин 2193,6–2253,6 м (-1919,9...-1979,9), при этом первый из них расположен в 6 метрах ниже кровли башкирского яруса. Эффективные толщины пропластков варьируют от 1,2 до 8,0 м, пористость изменяется от 5,2 до 12,8 %. Суммарная толщина коллекторов составляет 51,8 м, средневзвешенная по их толщине пористость равна 8,75 %. Наиболее высокопористые коллектора сосредоточены в нижней половине газонасыщенной толщи. Данные ГИС хорошо согласуются с результатами опробования, так как приток газа был получен из интервала (нижнего из двух) -1967,5...-1987,5 м, что позволяет нам принять внешний контур газовой залежи центрального купола по подошве нижнего по данным ГИС газонасыщенного пропластка на абсолютной отметке -1980 м (с округлением). Этому не противоречат и результаты бурения непродуктивной скважины № 18, где кровля башкирского яруса встречена на абсолютной отметке -1976 м, так как и в скважине № 19, и в скважине № 27 пористо-проницаемые интервалы известняков залегают несколько ниже кровли. Полученные в результате комплексной интерпретации данные позволяют уточнить площадь и величину запасов центрального купола.

Выявленное одним профилем МОГТ в северной части Апутовского участка поднятие шириной более 3 км по изогипсе -2100 м возможно является лишь восточным крылом еще одного купола, сводовая, гипсометрически наиболее высокая часть которого по аналогии с центральным куполом может быть расположена немного западнее, ближе к прогнозируемому по данным гравираз-

ведки местоположению взбросо-надвига. Для проверки данного предположения в этой части Апутовского участка рекомендуется обработать профили МОГТ — один по

простирацию взброшенной складки (между профилем 1297108 и прогнозным положением взбросо-надвига) и не менее трех вкрест него.

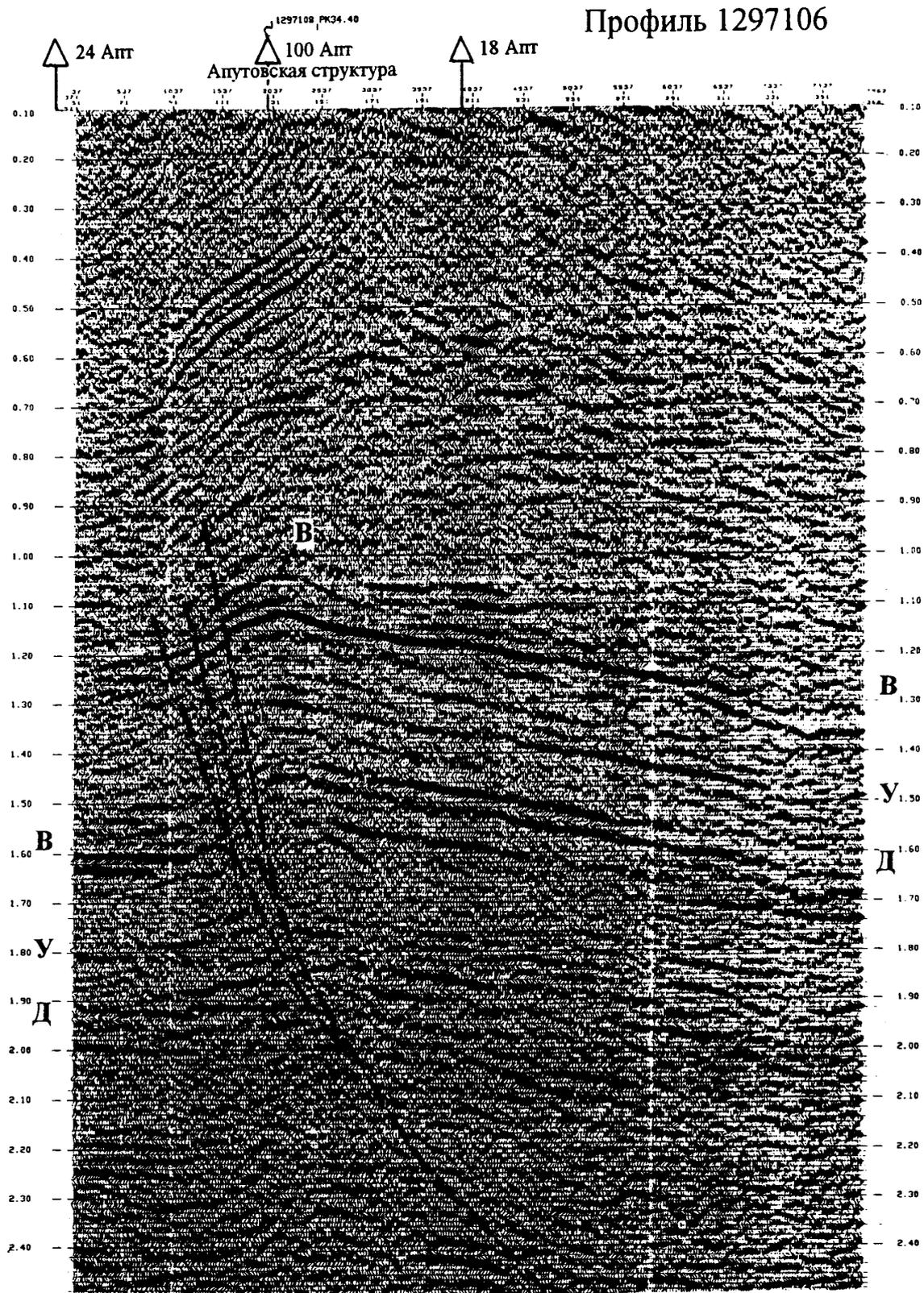


Рис. 1. Апутовский взбросо-надвиг на сейсмическом временном разрезе

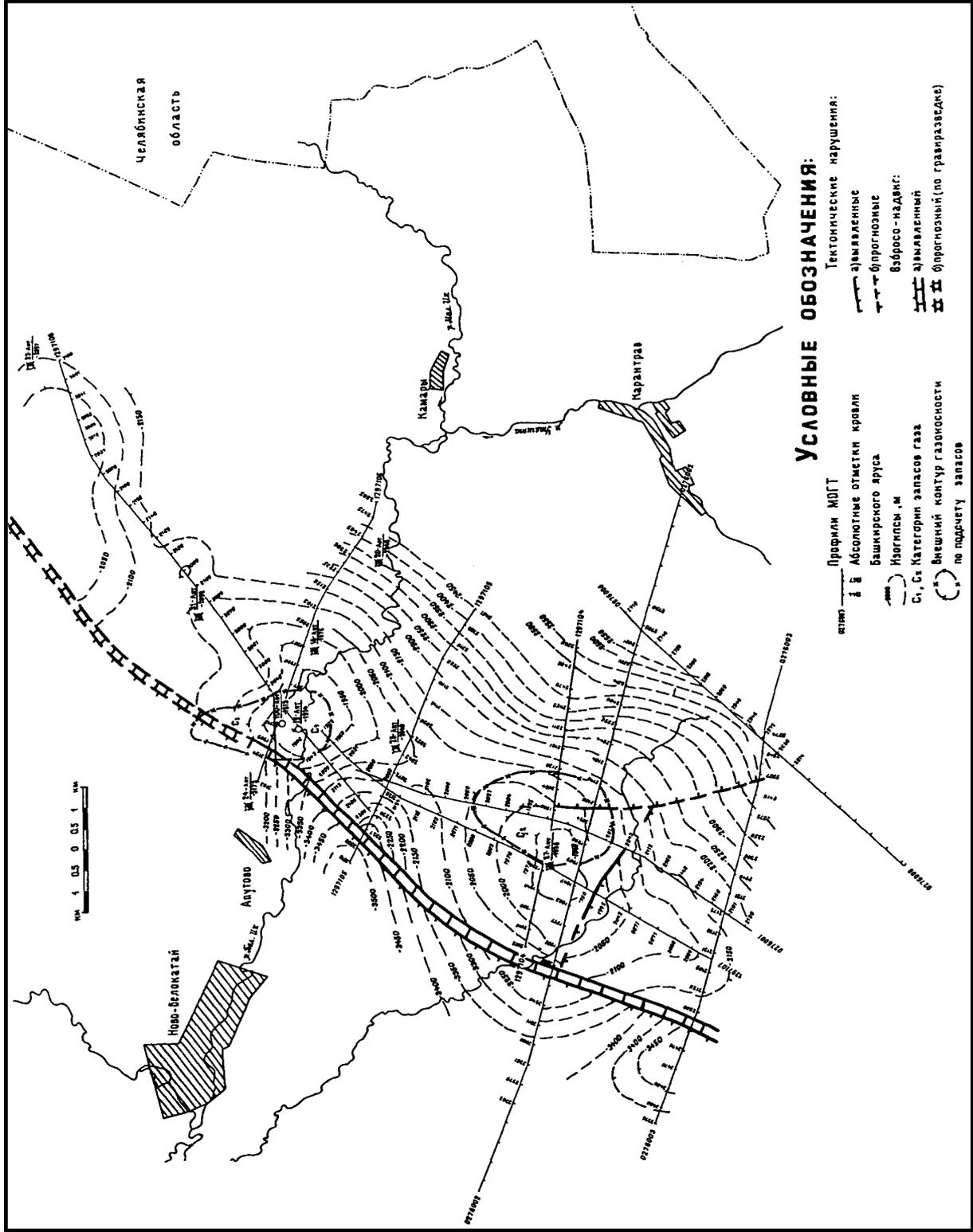


Рис. 2. Апутовский участок. Схематическая структурная карта по кровле башкирского яруса

По результатам проведенных работ необходимо будет определить местоположение участка наиболее высокого залегания среднекаменноугольно-франских пород и подстилающих их отложений грязнушинской свиты и рекомендовать бурение параметрической скважины с целью выявления новых скоплений углеводородов в оптимальных структурных условиях при минимально допустимых репрессиях на пласты-коллекторы, особенно в грязнушинской свите. Пластовые давления в песчаных коллекторах этой свиты не превышают гидростатических, поэтому вскрытие их на утяжеленных растворах, как, например, в скв. 19 (плотность 1,31–1,34 г/см³), приводит к закупорке призабойной зоны и затруднению получения притока пластового флюида. Так, при испытании ИПТ интервала 3447–3519,7 м на устье ощущался слабый приток. При промывке после срезки циркуляционного клапана газовым каротажем были зафиксированы значительные газопоказания (5–10%), которые держались в течение 3 часов работы одного насоса. Газ состоял на 98,9% из метана и 1,1% из этана. Повторно испытать интервал с газопроявлениями из-за аварии не удалось.

На Апутовской площади потенциально перспективными являются также верхне- и среднекаменноугольные флишевые и нерасчлененные карбонатные отложения низов московского яруса. Так, скв. 19 в отложениях московского яруса на глубинах 2060–2147,2 м (-1786,3...-1873,5) встречены 6 газоносных по ГИС пропластков-коллекторов с эффективными толщинами от 4,4 до 13,6 м и пористостью от 6,5 до 23,6%. Суммарная толщина коллекторов составляет 57,2 м, средневзвешенная по толщине пористость равна 11,5%. В скв. 27 встречен один такой интервал толщиной 4,4 м с пористостью 11,3%. В скв. 31 суммарная эффективная толщина коллекторов составляет 54 м, газонасыщенность этих отложений в ней

доказана опробованием испытателем пластов: из интервала 2324–2355 м (-1976...-2005) без солянокислотной обработки (СКО) был получен приток газа дебитом 23 тыс. м³/сут. После проведения СКО при опробовании интервала 2290–2394 м (-1942...-2046) получен приток газа дебитом 70 тыс. м³/сут. Слабый приток газа был также получен при испытании отложений московского яруса в скв. 20, проведенных без СКО. Во флишевых отложениях в скв. 23 при забое 1539 м началось поглощение глинистого раствора, а с глубины 1540 м полный уход. Поглощение промывочной жидкости при дальнейшем бурении наблюдалось в интервалах 1614–1617 м и 1702–1703 м, что свидетельствует о высоких фильтрационно-емкостных свойствах данной части разреза. Указанные интервалы не испытывались, но они несомненно могут быть самостоятельными объектами изучения.

В общем плане с целью изучения и выявления новых перспективных участков рекомендуется постановка поисковых сейсмических работ на двух площадях: 1) от Южно-Леузинского поднятия до Апутовского месторождения, 2) на северо-восток от Апутовского месторождения — на прогнозном продолжении Лаклинско-Леузинско-Апутовского взбросо-надвига.

Литература: 1. *Агзямов К. Г.* Новые данные о геологическом строении Юрюзано-Сылвинской впадины на примере Апутовской структуры // Геология и нефтегазоносность Урала и Приуралья / ИГ БФАН СССР. Уфа. 1984. С. 28–29. 2. *Казанцев Ю. В.* Структурная геология Предуральяского прогиба. М.: Наука. 1984, 185 с. 3. *Солоницин С. Н., Светлакова А. Н., Масагутов Р. Х.* О тектонике и нефтегазоносности внутреннего борта Юрюзано-Айской впадины // Геология, геофизика и разведка нефтяных месторождений. 1999. № 4. С. 2–7.

Я. Н. Хамидуллин

О ПРИРОДЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ВИБРОВЗДЕЙСТВИЙ

Механизм вибрационных эффектов в насыщенных средах определяется воздействием упругих волн на скелет породы — его объемными деформациями и изменением порово-трещинного пространства. С другой стороны, на ход фильтрационных процессов влияет волновое воздействие на флюид и пограничные явления на контакте флюида со скелетом породы. В результате при вибросейсмической обработке происходят изменения емкостных и фильтрационных характеристик насыщенной среды.

На изменение емкостных характеристик особое влияние оказывает взаимодействие упругих волн с напряжениями, которые обычно существуют в верхних горизонтах земной коры. Под действием этих волн происходит интенсификация процесса релаксации напряжений,

что приводит к изменению структуры и емкости порово-трещинного пространства пород и, соответственно, влияет на динамику флюидов. В связи с этим становится понятной наблюдаемая реакция насыщенных сред на вибрационное воздействие, проявляющаяся в уменьшении единичных эффектов смещения уровня жидкости при повторных вибровоздействиях и в формировании депрессии или повышении уровня в течение определенного периода после прекращения воздействия. В этот период восприимчивость данной среды к вибрациям уменьшается или исчезает, а после его завершения цикл воздействия может быть повторен.

Объяснением такого поведения насыщенной среды служит возникновение быстрого уплотнения или разуплотнения пород при каждом цикле вибровоздействия