

УДК 54.027:546.22:549.76:551.44

Т. Ахмедов, д-р геол.-минералог. наук, проф.  
E-mail: akhmedov.tofik@bk.ru, тел.: +994 50 634 50 65  
Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛОЩАДИ ЗЫХ-ГОВСАН В СВЕТЕ ДАННЫХ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

(Представлено членом редакційної колегії д-ом геол. наук, проф. О. М. Карпенком)

Рассматриваются некоторые результаты сейсмических исследований, проведенных на площади Зых-Говсан, имеющих целью установить нефтегазоносность отложений миоцена, подстилающих продуктивную толщу нижнего плиоцена. В 2010 и 2014 гг. на данной площади были проведены наблюдения методом продольного и непродольного вертикального сейсмического профилирования (ВСП и НВСП). Рассмотрены времена первых вступлений волн, которые были использованы для установления вертикальной глубинно-временной зависимости ВСП. Приведены также результаты подсчета скоростей по ВСП, хорошо коррелируемые с независимыми данными акустического каротажа. По данным ВСП был проведен анализ сейсмических скоростей с целью выделения зон аномального высокого пластового давления (АВПД). По данным ВСП установлена кровля зоны значительного понижения скоростей сейсмических волн вплоть до 2000 м/с, на глубинах больше 3900 м, которая подтверждается сейсмической инверсией. Данная аномалия скорости сейсмических волн связана с зоной АВПД, что вызвано наличием флюидов в порах резервуара. В стратиграфическом отношении интервал АВПД охватывает отложения миоцена. В 2015 году на площади была пробурена глубокая скважина, которая подтвердила наши предположения об их нефтегазоносности и дала фонтан с суточным дебитом около 100 т нефти в день.

**Ключевые слова:** миоценовые отложения, вертикальное сейсмическое профилирование, акустический каротаж, сейсмическая инверсия, АВПД.

**Введение.** Исследуемое месторождение находится на покрытой древнекаспийскими отложениями приморской равнине, расположенной в южной части Апшеронского полуострова Азербайджана, недалеко от города Баку (рис. 1). История промышленной добычи нефти начинается с середины XIX столетия, когда в 1846 г. по предложению члена Совета Главного Управления Кавказом статского советника Василия Николаевича Семенова (1801–1863) начаты работы по бурению в Биби-Эйбате близ Баку. В 1846 году в Биби-Эйбате под руководством директора Бакинских нефтяных промыслов майора Корпуса горных инженеров Кондратенко, за 13 лет до известной американской скважины Эдвина Дрейка в Пенсильвании, была пробурена первая в мире разведочная скважина на нефть глубиной 21 м. Первая в мире современная эксплуатационная нефтяная скважина была также пробурена здесь в период с 1846 по 1848 год. Первая нефть была получена ударным способом с применением деревянных штанг 14 июля 1848 года.



М. 1:230000  
Условные обозначения:  
○ -нефтяные и нефтегазовые месторождения  
□ -контур работ МОГТ-3Д  
**Рис. 1. Схема расположения части структур Апшеронского полуострова и архипелага**

Месторождение Говсан открыто в 1948 году и введено в эксплуатацию с 1950 года. Геологическое строение этого месторождения неоднократно изучалось различными геолого-геофизическими методами (Ахмедов и др., 2012; 2013). В разные годы были выполнены работы по геологической съемке, структурно- поиско-

вому и глубокому бурению, гравиметрические и сейсмические исследования. Последние сейсмические исследования 2D МОГТ проводились здесь в 2004 году (Ахмедов, 2016). В 2011–2012 годах данная площадь изучена сейсморазведкой 3D. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза в пределах площади Зых-Говсан изучена по данным глубокого бурения. Здесь развиты в основном неогеновые отложения древнего Каспия, породы апшеронского и ачкагельского ярусов, продуктивной толщи и частично отложения понта, ниже отложений понта залегают породы миоцена.

**Постановка проблемы.** Нефтегазоносность данного месторождения связана с горизонтами калинской свиты продуктивной толщи (ПТ) – КаС1, КаС2, КаС3 и КаС4. Их относительно мощные части более продуктивны, а на некоторых участках заполнены газом. Продуктивность скважин здесь составляет десятки тонн в сутки, что указывает на перспективность площади. Особый интерес представляют также отложения миоцена, подстилающие калинскую свиту. Калинская свита продуктивной толщи (ПТ) на площади Говсан представлена максимальной мощностью. Она характеризуется в основном чередованием пластов песка, песчаников, алевролитов, алевролитов и глин. Вскрытая общая мощность – 90–310 м. В настоящее время данное нефтяное месторождение находится в интенсивной разработке. Основной объем добытой до сих пор нефти приходится на отложения продуктивной толщи нижнего плиоцена, но в настоящее время геологов и геофизиков нашей страны интересует нефтегазоносность более глубоких отложений миоцена, эоцена и верхнего мела (Есипко и Москаленко, 2008; Кулиев и др., 2009). В этом отношении исследуемое месторождение не является исключением. После того как оператором разработки месторождения стала российская компания "РуссНефть" в лице АОС (Филиал компании "Absheron Operating Company Limited" – г. Баку, ОАО НК "РуссНефть" г. Москва), интерес к данному месторождению возрос, и в последние годы на этой площади неоднократно проводились наземные сейсморазведочные работы 2D и 3D (в 2012 г.), а также вертикальное сейсмическое профилирование в 2010 и 2014 годах. Здесь рассматриваются результаты проведенных нами сейсмических исследований, имеющих целью установить нефтегазоносность отложений, подстилающих ПТ, точнее миоцена.

В 2010 и 2014 годах были проведены наблюдения продольного (ВСП) и непродольного (НВСП) вертикаль-

ного сейсмического профилирования в двух разных глубоких скважинах, условно обозначенных нами ВСП-1 и ВСП-2 (Ахмедов и др., 2012; 2013). Основными задачами, стоящими перед этими скважинными сейсмическими исследованиями, являлись, как обычно, изучение сейсмического волнового поля во внутренних точках среды, а также скоростного разреза с целью составления прогнозной глубинно-временной зависимости для дальнейшего использования. В результате проведенных исследований выяснены некоторые интересные особенности изучаемого геологического разреза, на которых мы остановимся в данной публикации.

**Цель исследования** – изучение волновой картины ниже забоя скважин глубокого бурения для установления зоны АВГД и нефтегазности отложений миоцена.

**Методология.** Выбранная расстановка ВСП представляла собой комбинацию продольного и неперодольного профилей. Работы проводились в обсаженной скважине (одинарная и двойная колонны) с использованием импульсных источников – пневматической камеры (объем – 250 кубических дюймов, давление – 2200 фунтов/кв. дюйм) и наиболее совершенного в данное время четырехточечного зонда ВСП VSI-4. Данный прибор имеет трехкомпонентный сейсмоприемник типа акселерометра. Глубина источника составляла 2 м ниже уровня земли для обоих наблюдений ВСП и НВСП (в ВСП-1), а для ВСП-2 – 3,5 м. Контролирующий гидрофон был подвешен на 1 м выше источника в обеих расстановках при наблюдениях в ВСП-1, а в ВСП-2 – 1 м/3 м. При наблюдениях в ВСП-1 удаление источника/контроллера ВСП составляло 87,1 м, НВСП – 1304,7 м; азимут удаления ВСП был 189 град., НВСП – 287,2 град. Наиболее важные альтитуды: стол ротора = –17,44 м; уровень земли = –26,44 м; уровень приведения – уровень Балтийского моря.

Для ВСП-1 интервалы наблюдения ВСП составили: 275 уровней продольного профиля ВСП (между 4500 м

и 324,2 м измеренной глубины) и 270 уровней неперодольного профиля НВСП (между 4499,93 м и 400,46 м измеренной глубины). Выбранный шаг квантования по глубине был ~15,12 м для обеих расстановок. Искривление скважины составляло до ~37,15 град.

Для ВСП-2 интервалы записи: а) 273 уровней между 4419 м и 321 м измеренной глубины (шаг 15,12 м) в наблюдениях ВСП и б) 273 уровней между 4419 м и 321 м измеренной глубины (шаг 15,12 м) в наблюдениях НВСП. Максимальное искривление скважины составляло ~18 градусов (рис. 2). Альтитуды: стол ротора = –17,7 м; уровень земли = –26,6 м; ноль-линия – уровень Балтийского моря. Полученные данные имеют хорошее и кондиционное качество, отвечающее целям и задачам поставленным перед ВСП. Вертикальное суммирование данных ВСП было успешно выполнено с использованием гидрофона – контроллера S1. Давление выстрелов пневматической камеры оставалось достаточно постоянным. Данные логически корректны и имеют хорошее качество с ярко выраженными первыми вступлениями (Ахмедов и др., 2012; 2013).

Времена первых вступлений были определены на вертикальной компоненте Z с контролем по горизонтальным компонентам X и Y. Несколько последних уровней ВСП осложнены трубной волной выше отметки 507,11 м измеренной глубины. Горизонтальная проекция НМХ (максимум энергии в плоскости XY) и компоненты XY не были серьезно затронуты этой волной ввиду ее поляризации преимущественно в вертикальной плоскости. Эти компоненты были использованы для определения времен в зоне, осложненной трубной волной. Частотный диапазон ограничен ~4–160 Гц для падающих волн и ~4–100 Гц для отраженных. В целом, ослабление частот с глубиной из-за поглощения достаточно сильное в забое, до ~30–40 Гц, что характерно для импульсных источников – пневматических камер, особенно при малом их количестве или небольшом объеме.

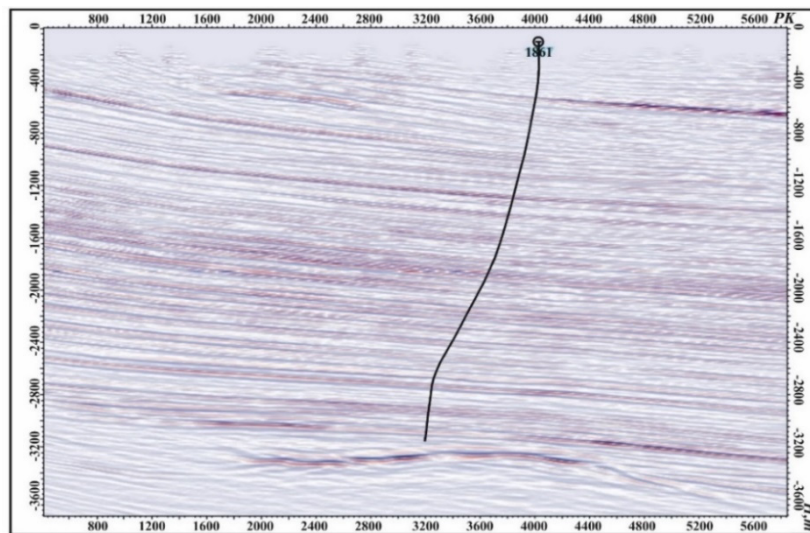


Рис. 2. Временной разрез вдоль сейсмического профиля, проходящего через скважины ВСП-2 и положение ствола скважины в разрезе

Различные типы волн видны на разных компонентах зонда ВСП. Времена первых вступлений были использованы для расчета вертикальной глубинно-временной зависимости ВСП с применением тригонометрических формул, данных инклинометрии и фактической геометрии расстановки ВСП. Для приведения глубинно-временной зависимости к ноль-уровню в качестве скорости в ВЧР (верхней части разреза) была использована скорость продольной волны в воде (~1500 м/с).

Рассчитанные интервальные скорости ВСП для обеих скважин хорошо коррелируются с независимыми данными акустического каротажа (рис. 3). Дополнительный анализ волновых картин ВСП показал, что определенные времена вступления волны верны и объективны. Некоторая разница между показаниями ВСП и АК объясняется различным диапазоном исследуемых частот и особенностями этих методов (Сафонов и др., 2011; Овчаренко и др., 2002).

Предоставленные для первой и второй скважин кривые ГИС загрузили и проверили. Интервалы с пропущенными значениями (~4242 м – ~4250 м, ~3817 м – ~4135 м измеренной глубины) были заполнены адекватными величинами для дальнейшего использования. Редактированные кривые были приведены к вертикали и скорректированы к уровню приведения. Полученный интервал кривых ГИС (1446–4335 м истинной вертикальной глубины, TVD-SRD) был использован для дальнейших расчетов. Все три компонента X, Y, Z были использованы для поляризационного анализа и расчета проекции НМХ (максимум энергии в плоскости ХУ), результаты которых помогли лучше понять распространение упругой энергии на изучаемой площади. Несколько уровней ВСП (между 92,01 м и 167,60 м измеренной глубины) были удалены из обработки из-за влияния сильных трубных помех.

**Результаты исследования.** Продуктивно-красноцветная толща нижнего плиоцена Южно-Каспийского бассейна, в пределах которого находится изучаемое месторождение, является уникальным геологическим феноменом, не имеющим аналога в мире. Орогенные процессы, имеющие место в конце понта и приведшие к вздыманию окружающих Каспийское море участков суши, и огромное падение его уровня, достигавшее по некоторым данным от 600 до 1500 м, привели к полной изоляции Каспийского моря в нижнем плиоцене. Осадконакопление в это время имело место в условиях небольшого изолированного в области Южного Каспия бассейна, аккумулировавшего в себе всю огромную массу терригенного материала, поставляемого тремя

крупнейшими речными артериями – Палео-Волгой, Палео-Амударьей, Палео-Курой. Лавинная седиментация со скоростью, достигавшей 2,5 мм/год и большие темпы прогибания дна бассейна, привели к формированию уникальной 7-километровой терригенной продуктивной толщи, содержащей до 90 % всех запасов нефти и газа Азербайджана и Юго-Западной Туркмении. Более чем 30-километровая осадочная толща представлена широким стратиграфическим диапазоном отложений – от ааленского яруса средней юры до голоцена включительно (продолжительность формирования около 174 млн лет), именно в нижнем плиоцене за экстремально короткое время (в течение 2–2,5 млн лет) сформировался комплекс отложений, составляющий около 25 % от общей мощности осадочного выполнения бассейна и обладающий прекрасными коллекторскими свойствами. Этот терригенный чехол перекрывает глинисто-песчаные отложения миоцен-олигоцена (*Ализаде и др., 2018*). Естественно, что создались очень хорошие условия образования и развития диапировой складчатости, грязевого вулканизма, а также зон аномально высокого пластового давления (АВПД). Многие исследователи, отмечая широкое развитие зон АВПД в пределах Бакинского архипелага, не смогли определиться с северными границами этих зон. Только в пределах настоящих исследований нам удалось расширить северные границы зон АВПД до юго-восточной части Апшеронского полуострова по данным вертикального сейсмического профилирования. Было рекомендовано проведение ВСП в двух разных, достаточно удаленных друг от друга, скважинах с перерывом в 2 года.

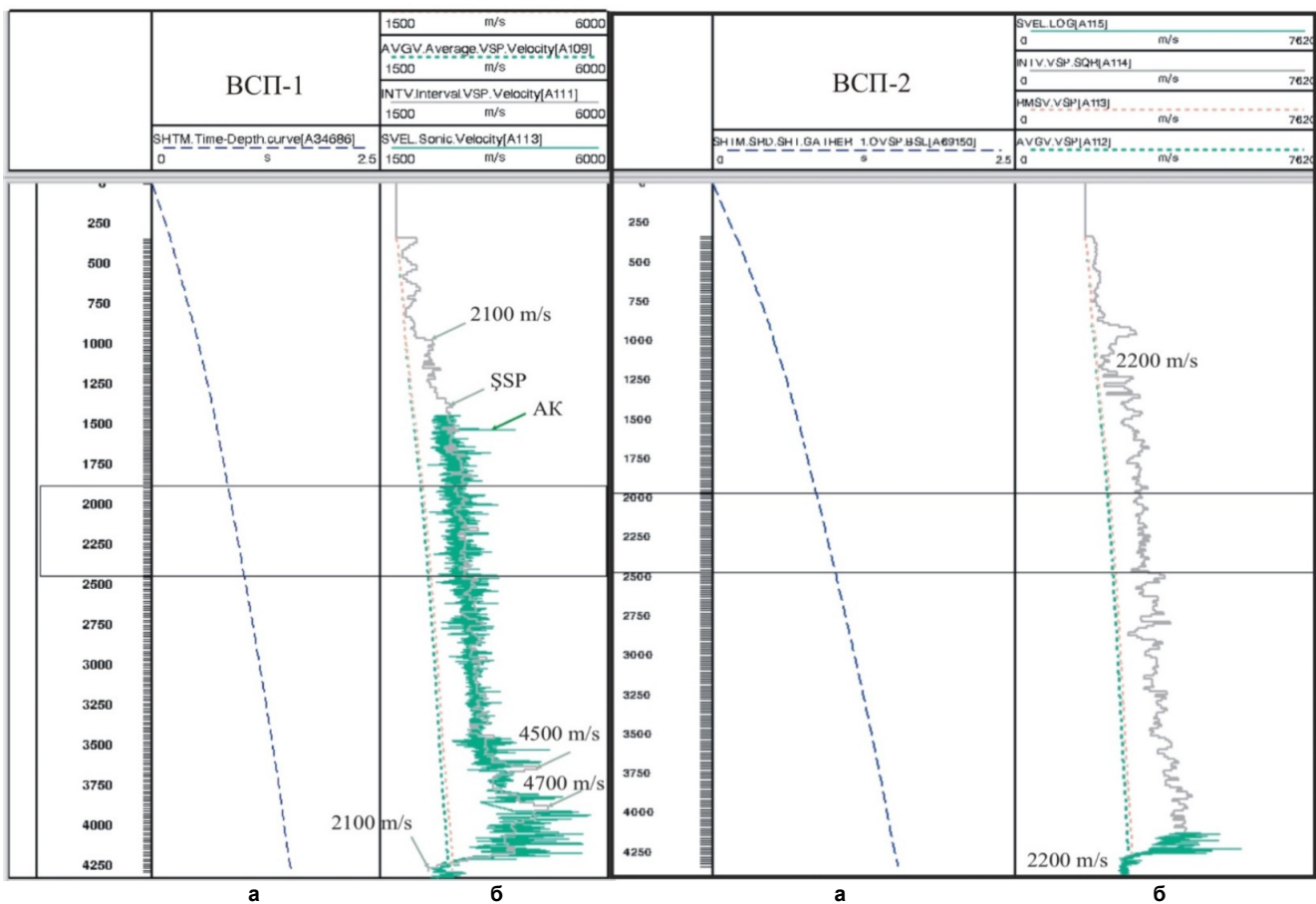


Рис. 3. Вертикальный годограф (а) и кривая интервальных скоростей, рассчитанных по данным ВСП с сопоставлением скоростной кривой АК (б)

Анализ скоростей, полученных по данным ВСП ниже забоя исследуемой первой скважины и акустического каротажа, показывает, что наблюдается значительное возрастание значений интервальных скоростей до 4500–4700 м/с до глубин 3600–3900 м, а затем резкое снижение их значений до ~2000 м/с на этих глубинах, что соответствует значению скорости при глубине 1000 м (рис. 3). Аналогичная картина наблюдается во второй скважине: здесь также наблюдается возрастание скорости до глубины ~4250 м, после которой происходит резкое падение ее значений до ~2200 м/с на глубинах ~4500–4600 м. Сейсмическая инверсия данных ВСП этих скважин также подтверждает падение скорости до аномальных значений для данных глубин. Это, на наш взгляд, явно свидетельствует о наличии на данном месторождении зоны АВГД, связанной со скоплениями флюидов, которая представляет большой практический интерес. Известно, что случаи аномального или повышенного давления возникают в результате закупоривания пластов по мере их захоронения, в результате чего пластовые флюиды лишаются возможности оттока из пласта и не дают породе уплотняться под возрастающим давлением толщи покрывающих пород, т.е. горного давления (Кулиев и др., 2009). Фактически только часть веса покрывающей толщи передается скелетом породы, заполняющему поры флюиду. Поэтому порода "чувствует себя" под дифференциальным давлением, которое соответствует несколько меньшей глубине, и скорость в ней соответствует этой меньшей глубине. В стратиграфическом отношении интервал АВГД охватывает отложения миоцена, которые в литофациальном отношении представлены глинистыми отложениями с прослойками песков. Эти прослойки песков не получили отображения на обычных сейсмических разрезах. Сейсмическая инверсия данных сейсморазведки 3D позволили выделять и идентифицировать песчаные прослойки (Фрейзер и др., 2008; Guliyev et al., 2010).

Как было отмечено выше, месторождение Говсан находится в интенсивной разработке с 1950 года, несмотря на это миоценовые отложения до недавнего времени не были вскрыты бурением и не было прямых сведений о зоне АВГД, которая охватывает интервал этих отложений. Данные ВСП и АК скв. 1856 были использованы для оценки аномально высоких значений пластового давления. Расчеты проводились с применением способа "эквивалентных глубин", методика которого широко освещена в работах (Добрынин и Серебряков, 1989; Есипко и Москаленко, 2008), для оценки значений пластового давления использована следующая формула:

$$P_a = g \cdot \delta_{\text{ср.вз}} \cdot H - (g \cdot \delta_{\text{э.кв}} - \eta \cdot H) \cdot H_{\text{э.кв}},$$

где  $P_a$  – аномальное поровое давление,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\delta_{\text{ср.вз}}$  и  $\delta_{\text{э.кв}}$  – средневзвешенные плотности соответственно на глубинах  $H$  и  $H_{\text{э.кв}}$ .

Подставляя значения параметров разреза, входящих в вышеприведенную формулу, получим:

$$P_a^{4000} = 0,1 \cdot 2,3 \cdot 4000 - (0,1 \cdot 2,295 - 0,012) \cdot 3800 = 920 - 826,5 = 93,5 \text{ МПа.}$$

В настоящее время разработано достаточно много способов и подходов определения значения аномально высокого порового давления. Исходное физическое условие, позволяющее рассчитать значение аномально высокого порового давления в глинах, – существование связи между значением коэффициента глинистости породы с эффективным напряжением, действующим на его скелет. В связи с тем, что аномально высокое поровое давление в глинах равно давлению в граничащем коллекторе, определяя поровое давление, можно оце-

нить давление в пласте-коллекторе. Нами было высказано предположения о достаточно хороших коллекторских свойствах и нефтегазоносности, выделенных песчаных прослоек в миоценовых отложениях по сейсмическим данным. Пробуренная на миоценовые отложения в 2015 году скважина подтвердила нашу гипотезу и дала фонтан с высоким суточным дебитом нефти, тем самым подтвердив ещё раз и нефтегазоносность миоценовых отложений в пределах Абшеронского полуострова и на его продолжении в Каспийском море. Эта скважина эксплуатируется в настоящее время с суточным дебитом 4 т. Вторая скважина, пробуренная недавно, в настоящее время находится на стадии опробования и дает обнадеживающие результаты. Давление в забое обеих скважин, измеренное манометром составляло около 1000 МПа.

**Заключение.** Остановимся на некоторых выводах методического (сейсмического) и геологического характера. С целью увеличения детальности исследований необходимо устранить сильное ослабление высокочастотных составляющих с глубиной, поэтому рекомендуется использовать вибрационные источники сейсмических колебаний, для которых генерируемый набор частот достаточно постоянен на всех глубинах. Другая проблема методического характера связана пространственной частотой: если в будущем необходимо избавиться от проблемы ложных частот, можно рекомендовать уменьшить шаг наблюдений вдвое – до 7,5 м. Вместе с увеличением энергии источника возбудителей это дало бы расширение спектрального состава регистрируемых сейсмических колебаний.

Следует особо остановиться на зоне АВГД, которая несомненно имеет важное практическое значение с точки зрения безопасности как буровых работ в данном регионе, так и повышения интенсивности добычи углеводородов. На наш взгляд, необходимо продолжить работы по ее изучению.

#### Список использованной литературы

- Ализаде, А. А. и др. (2018). Продуктивная толща Азербайджана. Том I и II. Москва: Недра.
- Ахмедов, Т. Р. (2016). О геологической эффективности сейсморазведки при изучении не антиклинальных ловушек Азербайджана разного типа. *Известия УГУ*, 3 (43), 41-45.
- Ахмедов, Т. Р. и др. (2012). Некоторые результаты наземной и скважинной сейсморазведки Говсанского месторождения. *НТВ Каротажник*, 6 (216), 3-16.
- Ахмедов, Т. Р. и др. (2013). Роль боковых волн в формировании волнового поля скважинной сейсморазведки на примере площади Говсан. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 2, 9-14.
- Добрынин, В. М., Серебряков, В. А. (1989). Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. Москва: Недра.
- Есипко, О. А., Москаленко, В.Н. (2008). Информационное обеспечение определения и прогнозирования давления флюида по данным ГТИ ГИРС при строительстве скважин. *НТВ Каротажник*, 11 (176), 44-58.
- Кулиев, Г. Г., Агаев, Х.Б., Ширинов, Н.М. (2009). Исследование влияния давления на значения упругих параметров геологической среды на основе сейсмических и скважинных данных. *Материалы IX Международной научной конференции "Мониторинг геологических процессов", Киев*, 17-18.
- Мамедов, П. З. (1988). Сейсмостратиграфические исследования в Апшеронском архипелаге с целью расчленения осадочного чехла и выявления неантиклинальных ловушек. *Сб. ИГАН СССР*, 46-48.
- Мамедов, П. З. (2008). О причинах быстрого прогибания земной коры в Южно-Каспийской впадине. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 1, 9-15.
- Овчаренко, А. В., Сафонов, А. С., Шлезингер, А. Е. и др. (2002). Методические приемы интерпретации геофизических материалов при поисках, разведке и освоении месторождений углеводородов. Москва: Научный мир, 43-57.
- Сафонов, А.С., Кондратьева, Е.С., Федотова, О.В. (2011). Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. Москва: Научный мир, 187-365.
- Фрейзер, Б., Андерс, Б., Хосе, К.А., Энтони, К., Денис, К. и др. (2008). Сейсмическая инверсия: читаем между строк. Москва: Нефтегазовое обозрение, 50-75.
- Guliyev, H.H., Aghayev, Kh.B., Shirinov, N.M. (2010). The research of the influence of the values of elastic parameters of geological medium on the basis of seismic and well data. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 50, 10-16.

## References

- Akhmedov, T. R. (2016). O geologicheskoy effektivnosti seysmorazvedki pri izuchenii ne antiklinalnich lovushek Azerbaydjana raznogo tipa. *Izvestiya UQQU*, 3 (43), 41-45.
- Akhmedov, T. R. et al. (2012). Nekotore rezultati nazemnoy and skvazhinnoy seysmorazvedki Hovsaninskogo mestorojdeniya UV. *NTV Karotajnik*, 6 (216), 3-16.
- Akhmedov, T. R. et al. (2013). Rol bokovich voln v formirovanii volnovogo polya skvazhinnoy seysmorazvedki na primere ploshadi Hovsan. *Azerbaydjanskoe neftyanoe chozyaystvo*, 2, 9-14.
- Alizade, A. A. et al. (2018). Produktivnaya tolsha Azerbaydjana. Tom I i II. Moskva: Nedra.
- Dobrynin, V. M., Serebryakov, V. A. (1989). Geologo-geofizicheskie metody prognozirovaniya animalnykh plastovyx davleniy. Moskva: Nedra.
- Freyzer, B., Anders, B., Chose, K. A., Entoni, K., Denis, K. et al. (2008). Seysmicheskaya inversiya: chitaya mejud strok. Moskva: Neftyanoe obozrenie, 50-75.
- Guliyev, H. H., Aghayev, Kh.B., Shirinov, N. M. (2010). The research of the influence of the values of elastic parameters of geological medium on the basis of seismic and well data. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 50, 10-16.
- Kuliyev, G. G., Agayev, Ch. B., Shirinov, N. M. (2009). Issledovanie vliyaniya davleniya na znacheniya uprugich parametrov geologicheskoy sredi na osnove seymicheskikh I skvazhinnykh dannich. *Materialy IX Mejdunarodnoy nauchnoy konferensii "Monitoring geologicheskikh prosesov"*, Kyiv, 17-18.
- Mamedov, P. Z. (1988). Seysmostratigraficheskie issledovaniya v Apsheronskom archipelage s tselyu raschlenniya osadochnogo chechla I viyavleniya ne antiklinalnich lovushek. *Sb. I GANA SSSR*, 46-48.
- Mamedov, P. Z. (2008). O prichinach bistrogo progibanija zemnoy kori v Yujno-Kaspiyskoy vpadine. *Azerbaydjanskoe neftyanoe chozyaystvo*, 1, 9-15.
- Ovcharenko, A. V., Safonov, A.S., Shlezinger, A.Ye. et al. (2002). Metodicheskie priyomi interpretatsii geofizicheskikh materialovpri poiskach, razvedke i osvoenii mestorojdeniy uglevodorodov. Moskva: Nauchnyy mir, 43-57.
- Safonov, A. S., Kondratyeva, E. S., Fedotova, O. V. (2011). Poisk ne antiklinalnich lovushek uglevodorodov metodami seysmorazvedki. Moskva: Nauchnyy mir, 187-365.
- Yesipenko, O. A., Moskalenko, V. N. (2008). Informatsionnoe obespecheniye opredeleniya i prognozirovaniya davleniya flyuda po dannym GTI GIRS pri stroitelstve skvajin. *NTV Karotajnik*, 11 (176), 44-58.

Надійшла до редколегії 07.08.18

Tofig R. Ahmadoy, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Prof of Department of "Geophysics"  
E-mail: akhmedov.tofik@bk.ru, tel.: +994 50 634 50 65  
Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

### THE HYDROCARBON BEARING CAPACITY OF MIOCENE RESERVOIR UNITS IN THE LIGHT OF BOREHOLE SEISMIC DATA

*The presented paper includes several results of seismic exploration that was conducted on the Zikh-Hovsan oilfields with the target areas of Miocene reservoirs that underlie the primary Productive Suite of Azerbaijan, Lower Pliocene reservoirs. In 2010, the VSP and offset VSP were conducted on these fields. The paper includes the first wave arrival times for the vertical depth-time relationship, as well as, the different types of waves (P, S, incident, reflecting and exchange), based on the VSP data analysis of three components (XYZ). In addition, the velocity calculated from the VSP data is presented, which correlates with sonic log data. Moreover, the VSP velocity analysis was carried out and the overpressured areas were identified. Furthermore, the results of overpressure analysis which are presented in this paper indicate the velocity of about 2000 m/s at the depths of more than 3900 m, which are supported by the seismic inversion. Stratigraphically, overpressure encompasses the Miocene stratigraphical units. In 2015 the well was drilled that confirmed the fact of oil presence and produced in about 100 tons of oil/day. This fact has also supported the hydrocarbon bearing capacity of Miocene stratigraphical units across Absheron peninsula and its continuation into the Caspian Sea.*

*Keywords: Miocene reservoirs, vertical seismic profiling, pneumatic source, frequency spectrum, sonic logging, seismic inversion, overpressure.*

T. Ахмедов, д-р геол.-мінералог. наук, проф.  
E-mail: akhmedov.tofik@bk.ru, тел. : +994 50 634 50 65  
Державний університет нафти і промисловості, м. Баку, Азербайджан

### НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МІОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ПЛОЩІ ЗИХ-ГОВСАН У СВІТЛІ ДАНИХ СВЕРДЛОВИННОЇ СЕЙСМОРОЗВІДКИ

*Розглянуто деякі результати сейсмічних досліджень, проведених на площі Зих-Говсан, що мають на меті встановити нафтогазоносність відкладів міоцену, підстеляючих продуктивну товщу нижнього пліоцену. У 2010 і 2014 роках на даній площі були проведені спостереження методом поздовжнього і непоздовжнього вертикального сейсмічного профілювання (ВСП і НВСП). Розглянуто часи перших вступів хвиль, які було використано для встановлення вертикальної глибинно-часової залежності ВСП. Наведено також результати підрахунку швидкостей по ВСП, які добре корелюються з незалежними даними акустичного каротажу. За даними ВСП був проведений аналіз сейсмічних швидкостей з метою виділення зон аномального високого пластового тиску (АВПТ). За даними ВСП встановлена покрівля зони значного зниження швидкостей сейсмічних хвиль аж до 2000 м/с на глибинах більше 3900 м, яка підтверджується сейсмічною інверсією. Дана аномалія швидкості сейсмічних хвиль пов'язана із зоною АВПТ, що викликано наявністю флюїдів у пораз резервуара. У стратиграфічному відношенні, інтервал АВПТ охоплює відклади міоцену. У 2015 році на площі було пробурено глибоку свердловину, яка підтвердила наші припущення щодо їхньої нафтогазоносності і дала фонтан з добовим дебітом близько 100 т нафти на день.*

*Ключові слова: міоценові відклади, вертикальне сейсмічне профілювання, акустичний каротаж, сейсмічна інверсія, АВПТ.*