

## Гравиразведка при изучении геологического строения и нефтегазоносности площадей Среднекуринской впадины Азербайджана

© В. Г. Гадиров, 2012

НИИ Геофизики, Баку, Азербайджан

Поступила 6 июля 2011 г.

*Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко*

Розглянуто питання застосування гравірозвідки для вивчення геологічної будови і нафтогазоносності на площах Середньокуринської западини Азербайджану. Наведено модельні розрахунки для обґрунтування відображення локальних піднять у гравітаційному полі. Показано, що підняття мезозою у западині відбиваються локальними гравітаційними максимумами внаслідок високої ефективної густини відкладів. Характерні локальні мінімуми, які виділено на фоні локальних максимумів, пов'язані з покращенням колекторських властивостей відкладів і наявністю вуглеводнів у розрізі. На основі гравіметричних даних описано будову мезозойських структур, оцінено нафтогазоносність у південно-східній частині западини.

Application of gravity survey problems for studies of geological structure and oil and gas resources in the Middle Kura depression areas of Azerbaijan is considered. Model calculations for justification of basis reflection of local uplift in gravitational field have been conducted. It has been shown that uplifts by Mesozoic in the Middle Kura depression are expressed by local gravitational maxima, owing to high effective density of these deposits. But characteristic local minima, distinguished in local maxima background are connected with reservoir features improvement of sediments and presence of hydrocarbon in the section. Some geological results achieved on the base of gravimetric data, on the structure of Mesozoic deposits and on oil-gas resources estimation in the southeastern part of the Middle Kura depression have been presented.

**Введение.** Среднекуринская впадина протягивается от Марткобского (Грузия) погребенного поперечного поднятия на западе до Талыш-Вандамского (Азербайджан) гравитационного максимума на востоке. Она имеет сложное геологическое строение.

В Азербайджанской части впадины мощность осадочного комплекса составляет 12—14 км. Поверхность мезозойского комплекса в центре Евлах-Агдажабединского прогиба (один из тектонических элементов Среднекуринской впадины) залегает на глубинах 7—8 км, в бортовых зонах прогиба — на глубинах 3—4 км, а в Предмалокавказской зоне — на глубинах 500—700 м. Во впадине вскрыты отложения от юры (в районе Саатлинской сверхглубокой скважины СГ-1) до четвертичного с выпадением из разреза отдельных стратиграфических единиц.

Здесь развиты погребенные магматические породы. Интенсивная деятельность вулканизма в мезозой-эоценовое время усложняет геологический разрез осадочного комплекса. Также установлена приуроченность залежей нефти и газа как к осадочным, так и к вулканогенным и вулканогенно-осадочным образованиям верхнемелового и эоцен-миоценового возраста. Данный факт доказывает важность исследования геологического строения и нефтегазоносности Среднекуринской впадины.

**Плотностные границы, вызывающие аномалии в гравитационном поле.** Поднятия, выявленные в Среднекуринской впадине, в основном связаны с поверхностью мезозоя (верхнего мела) и отображаются в гравитационном поле локальными максимумами различной интенсивности [Мамедов, 1980; Цимельзон, Ами-

расланов, 1981; Гадиров, 1991]. Разломы, установленные по геологическим данным и сейсморазведкой в мезозое, характеризуются резким изменением градиента гравитационного поля. Причиной этого является высокая избыточная плотность отложений мезозоя (верхнего мела).

Анализ плотностных данных разреза в юго-восточной части Среднекуринской впадины показывает, что наибольший скачок плотности пород происходит на границе верхнего мела с палеоценом и составляет более  $300 \text{ кг/м}^3$  (табл. 1).

В различных нефтегазоносных районах Среднекуринской впадины верхнемеловые отложения, по сравнению с перекрывающими, имеют избыточные плотности на  $235\text{—}310 \text{ кг/м}^3$ . Но если сравнивать плотности верхнего мела со средней плотностью всей толщи до дневной поверхности, то избыточная плотность составит  $345\text{—}458 \text{ кг/м}^3$  (табл. 2). Вычисление избыточной плотности играет большую роль при интерпретации гравиметрических данных, так как обосновываются отображения малоамплитудных и глубокозалегающих поднятий и разломов на гравитационном поле.

**Т а б л и ц а 1. Физические параметры отложений юго-восточной части Среднекуринской впадины**

Возраст отложений и индексы	Литология пород	Средняя мощность, м	Средняя плотность и пористость, $\frac{\text{кг/м}^3}{\%}$	Скачок плотности, $\text{кг/м}^3$
Четвертичный (Q)	Песчаники, пески	400	$\frac{2050}{20\text{—}25}$	—
Абшерон ( $Q_1 \text{ ab}$ )	Песчаники, глины, пески	1200	$\frac{2100}{18\text{—}30}$	50
Акчакыл ( $N_2^2 \text{ ак}$ )	»	500	$\frac{2130}{18\text{—}30}$	30
Продуктивная толща (Балаханский ярус) $N_2^1$	Глины с прослойками песчаников, песчаники	200	$\frac{2230}{15\text{—}20}$	100
Верхний миоцен ( $N_2^3$ )	Песчаники, глины	500	$\frac{2210}{15,9}$	—20
Чокрак ( $N_1^2 \text{ ч}$ )	Песчаники, прослойки мергелей и доломитов	50	$\frac{2210}{15,9}$	0
Майкоп ( $P_3 + N_1^1$ )	Глины, алевролиты, прослойки песков и песчаников	650	$\frac{2300}{16,2}$	90
Эоцен ( $P_2$ )	Глины известковые, мергели, прослойки известняков и доломитов	700	$\frac{2340}{11,2}$	40
Палеоцен ( $P_1$ )	»	50	$\frac{2350}{9}$	10
Верхний мел ( $K_2$ )	Известняки, аргиллиты, мергели, андезиты, базальты, порфириты	> 1000	$\frac{2650}{0,9\text{—}3,8}$	300
			$\frac{2690}{9,41}$	340
Нижний мел. ( $K_1$ )	Андезиты, порфириты, туфопесчаники		$\frac{2625}{0,7\text{—}9,1}$	—25
				—65

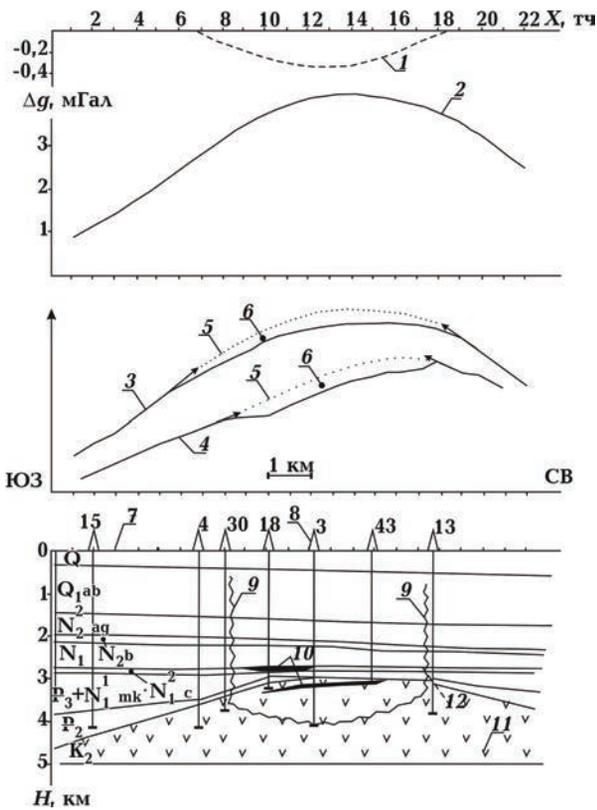


Рис. 1. Гравитационное моделирование на пл. Мурадханлы (юго-восточная часть Среднекурукханльской впадины). Гравитационные эффекты: 1 — нефтяной залежи и субвертикальной зоны; 2 — структуры; 3 — всей модели; 4 — наблюдаемая кривая  $\Delta g_B$ ; 5 — восстановленный локальный максимум; 6 — локальный минимум; 7 — точка, на которой вычислен гравитационный эффект; 8 — глубокие скважины; 9 — границы субвертикальной зоны; 10 — залежь нефти; 11 — эффузивные образования; 12 — разрывное нарушение.

**Модельные расчеты гравитационных аномалий над структурами.** Для выяснения изменений гравитационного поля, согласно изменениям гипсометрического уровня мезозойских отложений, проведено математическое моделирование [Гадиров, 2007б]. Для этого аномалиеобразующая масса разделена на бесконечно горизонтальные призмы с прямоугольным сечением. Показано, что бесконечная призма размерами  $3 \times 2$  км, залегающая на глубине 3000 м с избыточной плотностью  $345 - 458 \text{ кг/м}^3$  может создавать гравитационный эффект на  $6,23 - 8,27 \text{ мГал}$ . Если эта призма опустится еще на  $150 - 200$  м, то сила тяжести уменьшится на  $0,19 - 0,34 \text{ мГал}$  [Гадиров, 2007б]. Это изменение в 2—4 раза больше допустимой погрешности определения аномалий и может регистрироваться современными гравиметрами.

С целью изучения особенностей гравитационных полей и обоснования локальных максимумов над поднятиями и локальных минимумов над нефтегазовыми залежами выполнены модельные работы на известном месторождении Мурадханлы, расположенном в юго-восточной части Среднекурукханльской впадины (рис. 1). Для модели использованы многочисленные данные глубокого бурения и плотности пород, полученные в лабораторных условиях (Салехли Т. М. и др., 1979, 1986).

Мурадханлинская структура, сложенная эффузивными образованиями, характеризуется эффективной плотностью более  $300 \text{ кг/м}^3$ , дефekt плотности нефтеносных коллекторов составляет  $150 \text{ кг/м}^3$ . В модель входит также субвертикальная зона над залежью, отличающаяся

**Т а б л и ц а 2. Анализ избыточной плотности отложений верхнего мела в Среднекурукханльской впадине**

Нефтегазоносные районы Среднекурукханльской впадины	Средняя плотность отложений $\sigma$ , $\text{кг/м}^3$			Эффективная плотность $\Delta\sigma$ , $\text{кг/м}^3$	
	Верхний мел ( $K_2$ )	Палеоген (палеоцено-эоцен) ( $P_1 \div P_2$ )	Палеоген-четвертичный ( $P \div Q$ )	между $K_2$ и ( $P_1 \div P_2$ )	между $K_2$ и ( $P_1 \div Q$ )
Мурадханлы	2650	2340	2192	310	458
Гянджа	2535	2300	2190	235	345
Центральная часть Междуречья Кура-Габырры	2645	2365	2284	280	361

яся пониженной плотностью до  $3 \text{ кг/м}^3$  [Гадиров, 1991; Gadirov, 1994]. Нефтяные залежи на площади установлены бурением глубоких скважин на глубинах 2780—2840 м в чокракском и на глубинах 3100—3150 м в отложениях верхнего мела.

Для вычисления гравитационного эффекта модели, обусловленной двумерным телом, использована палетка К. Ф. Тяпкина и произведено вычисление шагом 500 м. Построены теоретические кривые, соответствующие как модели в целом, так и отдельным ее элементам. Вычисленный гравитационный эффект залежи и субвертикальной зоны над залежью достигает до 0,35 мГал, а эффект структуры более 3 мГал. Расчетный гравитационный эффект всей модели сравнивался с наблюдаемой кривой. Как видно, на обеих кривых выделяются градиентные зоны силы тяжести, по которым возможно и восстановление локальных максимумов, и выделение локальных минимумов, связанных с нефтегазоносностью. Минимумы, выделенные из теоретических и наблюдаемых кривых, достаточно хорошо совпадают по величине, а контуры минимума, выделенные от наблюдаемой кривой, соответствуют контурам нефтегазовой залежи.

Как видно, избыточная плотность верхнемелового комплекса создает благоприятные условия для отображения их структурных построений на гравитационном поле, а наличие залежей в разрезе сопровождается относительным уменьшением силы тяжести. Проведенные анализы фактических материалов также показывают, что поднятия по верхнему мелу, выявленные сейсморазведкой или бурением в Среднекуринской впадине, в гравитационном поле отображаются максимумами различной интенсивностью.

**Выделения гравитационных аномалий, связанных с поднятиями и нефтегазоносностью. Некоторые геологические результаты.** С этой целью применяются разные методы разделения гравитационного поля: методом осреднения, аналитическое продолжение, расчет высших производных, аппроксимация, полный нормированный градиент, Саксов — Нигарда и т. д. [Грушинский, Сажина, 1972; Гравиразведка, 1990]. Однако над поднятиями с дефектом массы указанными методами невозможно выделять максимумы. Также трудно, порою невозможно, выделить аномалии, обусловленные поднятиями с малой амплитудой или расположенными в бортовых частях впадин с высокими градиентами силы тяжести.

Аномалия, связанная с поднятиями такого характера, обычно затушевывается полем высокого градиента или же величина локальной аномалии (полезные сигналы) настолько мала, что их невозможно отличить от помех. В этих случаях целесообразно построить региональный фон с выбором узловых точек на исходной наблюдаемой кривой так, чтобы он примыкал к кривым снизу, т. е. со стороны наименьшего значения аномалий Буге. Это позволяет выявлять аномалии первого порядка, связанные со структурными построениями геологической среды [Гадиров, 1991; 2009]. А по зонам смен градиентов, указанных в работах [Немцов, 1967; Михайлов, 1982; Гадиров, 1991; Gadirov, 1994], на фоне максимумов выделяются локальные минимумы, обусловленные наличием залежей нефти и газа в разрезе.

Гравиразведка, проведенная на разных площадях Среднекуринской впадины, показала высокую эффективность этого метода и соответствие полученных результатов гравиметрии со сейсморазведкой и глубокого бурения [Мамедов, 1980; Гадиров, 1991; 2005; 2007а]. Интенсивность локальных максимумов и минимумов изменяется в пределах 0,4—1,0 и 0,2—0,4 мГал соответственно.

При интерпретации гравиметрических данных определяется тектоника площади и геологическое строение толщи с эффективной плотностью (в данном регионе — верхний мел) и прогнозируется нефтегазоносность отложений. Изучение тектоники предусматривает проследивание резких градиентных зон силы тяжести по параллельным профилям. Для изучения геологического строения комплекса отложений с высокой плотностью выявляется корреляционная зависимость между  $\Delta g_B$  и глубиной плотностных границ, а по этой границе строится структурная карта [Гадиров, 2007б].

Прогнозирование нефтегазоносности отложений предусматривает определение планового положения предполагаемых залежей нефти и газа и стратиграфическую принадлежность залежей с использованием имеющихся геолого-геофизических и скваженных данных. Для определения планового положения предполагаемой залежи восстанавливают локальные максимумы, на фоне которых выделяются локальные минимумы (аномалии типа залежь — АТЗ), и строят карты локальных гравитационных минимумов, связываемые с нефтегазоносностью.

Гравиразведкой, проведенной в 2007 г. на юго-восточной части Среднекуринской впа-

дины, получены результаты по геологическому строению и нефтегазоносности (рис. 2 и 3). Для этого использованы данные по скважинам, вскрывшим отложения мезозоя (верхнего мела), расположенные в пределах площади или близко к площади исследований и аномалий Буге в данной точке. В результате строится корреляционная зависимость между  $\Delta g_B$  и  $H_M$ :

$$H_M = -0,3098 \Delta g_B^2 + 56,041 \Delta g_B - 5480,5,$$

где  $R^2 = 0,9837$ .

Согласно данной зависимости была вычислена глубина залегания мезозойских отложе-

ний и построена структурная карта (см. рис. 2). Анализ карты показывает, что поверхность мезозоя на северо-западе исследуемой площади залегает на глубине 4300—4400 м, к юго-востоку, на расстоянии  $\approx 9$  км, отмечаются изогипсы 3950—4000 м. Несмотря на пологую поверхность мезозоя, на исследуемой площади выявлено несколько локальных поднятий: Джафарлы, Гаралы, Агамамедлы, которые совпадают с поднятиями, установленными бурением и сейсморазведкой. Другие локальные поднятия (1—5) обнаружены впервые и залегают на глубинах 3950—4150 м. По зонам смен градиентов силы тяжести на исследуемой площади выявлены линии, пред-

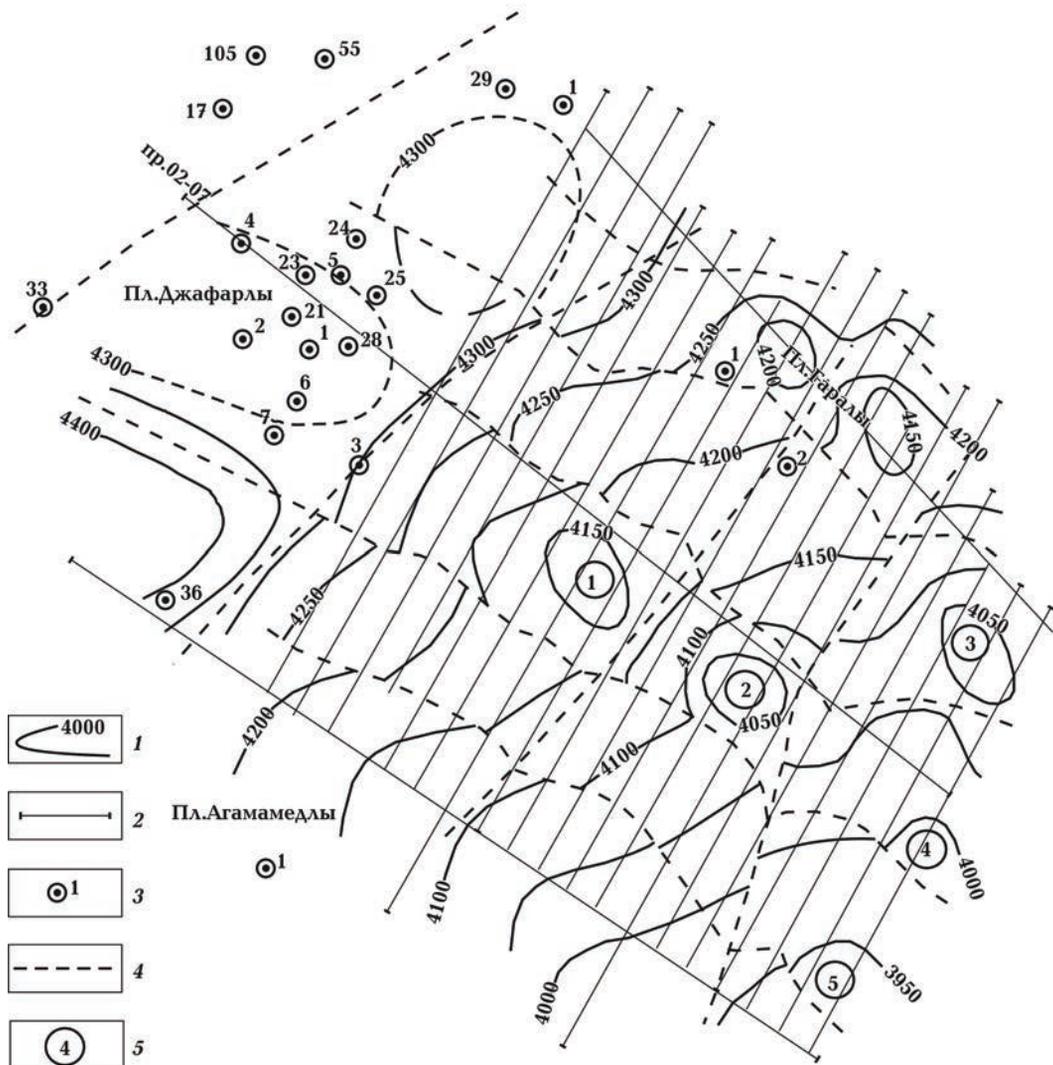


Рис. 2. Структурная карта поверхности мезозоя по гравиметрическим данным: 1 — изогипсы поверхности мезозойских отложений; 2 — гравиметрические профили; 3 — глубокие скважины; 4 — малоамплитудные разрывные нарушения по гравиметрии; 5 — выявленные структуры.

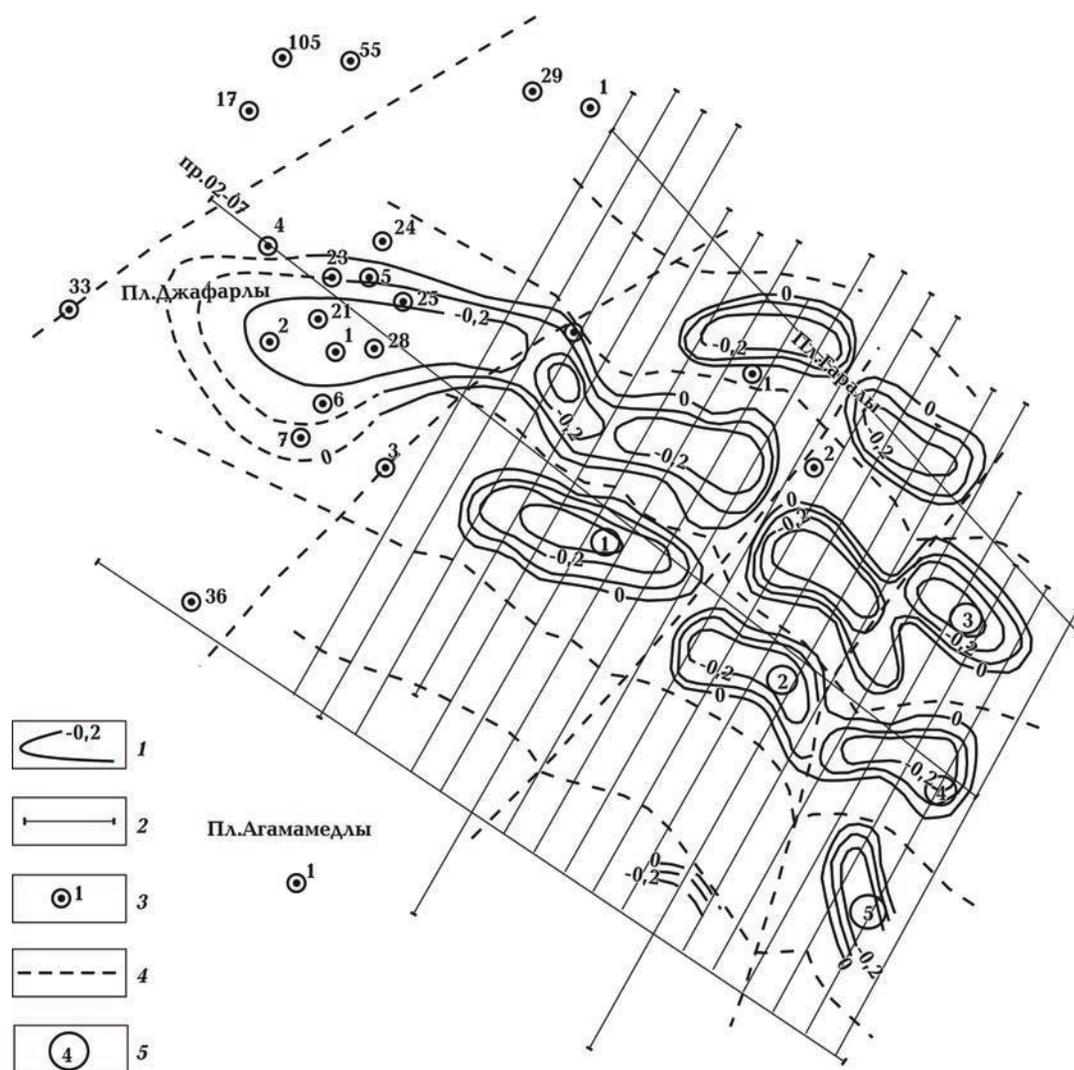


Рис. 3. Распределение локальных минимумов силы тяжести, связанные с нефтегазоносностью отложений: 1 — изолинии локальных гравитационных минимумов; 2 — гравиметрические профили; 3 — глубокие скважины; 4 — малоамплитудные разрывные нарушения по данным гравиметрии; 5 — местоположения выявленных структур.

положительно соответствующие зонам нарушений с малой амплитудой.

Для выявления гравитационной аномалии, связываемой с предполагаемой нефтегазоносностью, анализировались микроструктуры поля силы тяжести, и по восстановленным максимумам выделялись локальные аномалии [Гадиров, 1991; 2009; Gadirov, 1994]. По всем отработанным профилям на исследуемой площади выделены характерные локальные минимумы (АТЗ) и построены карты локальных минимумов, связываемых с нефтегазоносностью (см. рис. 3). Установлено, что интенсивность локальных минимумов достигает до 0,2—0,3 мГал, минимумы имеют вытянутую форму северо-за-

падного—юго-восточного направления. Часть аномалии, выявленной по профилю 02—07, соответствует известному месторождению Джафарлы. На площади Гаралы выявленные локальные минимумы расположены на 600—700 м к северо-востоку от скважин № 1 и 2, оказавшиеся непродуктивными. Эти результаты повышают достоверность полученных гравитационных АТЗ на вновь выявленных поднятиях, где отсутствует бурение. Выявленные локальные аномалии попадают на сводовую и северо-западную части локальных поднятий (1) и (2).

Такие же результаты получены на юго-западной и северо-восточной бортах Евлах-Аг-

джабединского прогиба, в междуречье Кура и Габырры Среднекуринской впадины [Гадиров, 1991; 2005; 2007а].

**Выводы.** Поднятия по мезозою (верхнего мела) в Среднекуринской впадине отображаются в гравитационном поле локальными максимумами. С учетом высокого значения эффективной плотности мезозоя можно построить кор-

реляционную зависимость между гравитационным полем и глубиной залегания этого горизонта. Залежи нефти и газа на гравитационном поле отмечаются локальными минимумами и выделяются на наблюдаемом поле градиентными зонами. Это может быть диагностическим признаком гравirazведки при прогнозировании залежей нефти и газа.

### Список литературы

- Гадиров В.Г.* Геологическое строение мезозойских отложений и нефтегазоносность площадей Шимали Нафталан, Гедакбоз, Дуздаг по гравиметрическим данным // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 2007а. — № 6. — С. 10—13.
- Гадиров В.Г.* О возможности определения глубины мезозойского комплекса в Евлах-Агджабединском прогибе по данным гравиметрии // Геофизические новости в Азербайджане. — 2007б. — № 1. — С. 35—37.
- Гадиров В.Г.* О новых локальных поднятиях, выявленных по гравимагнитным данным в юго-восточной части Евлах-Агджабединского прогиба // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 2005. — № 7. — С. 1—5.
- Гадиров В.Г.* Прогнозирование вулканогенных образований мезозоя Среднекуринской депрессии и их нефтегазоносности по комплексным геофизическим данным: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Баку: Ин-т геологии, 1991. — 22 с.
- Гадиров В.Г.* Результаты применения грави- и магниторазведки при прогнозировании залежей нефти и газа в Куринской впадине Азербайджана // Геофизика. — 2009. — № 2. — С. 51—56.
- Гравirazведка.* Справочник геофизика / Под ред. Е.Ф. Мудрецов, К.Е. Веселова. — Москва: Недра, 1990. — 607 с.
- Грушинский Н.П., Сажина Н.Б.* Гравитационная разведка. — Москва: Недра, 1972. — 389 с.
- Мамегов С.Г.* Применение высокоточной гравиметрии при картировании поверхности меловых отложений в восточной части Среднекуринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1980. — № 10. — С. 16—20.
- Михайлов И.Н.* Разработка новых принципов интерпретации гравirazведки // Повышение геологической эффективности и практические способы интерпретации гравirazведочных работ. — Москва: Изд. ВНИИГеофизики, 1982. — С. 40—48.
- Немцов Л.Д.* Высокоточная гравirazведка. — Москва: Недра, 1967. — 239 с.
- Цимельзон И.О., Амирасланов Т.С.* Геологическая эффективность гравirazведки в комплексе с магнито- и сейсморазведкой при изучении тектоники мезозойских отложений Среднекуринской впадины (на примере пл. Амираарх — Ляки — Уджары) // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1981. — № 7. — С. 17—22.
- Gadirov V.G.* The physical-geological principles of application of graviti and magnetic prospecting in the search of oil and gas deposits // Proc. 10<sup>th</sup> petroleum congress and exhibition of Turkey. — Ankara, 1994. — P. 197—203.