

2. Голубев А.А., Жикаляк Н.В. Сорбированные и свободные УВ-газы Донбасса и его окраин // Тезисы докл. Межд. Конф. – Чернигов, ЧО УкрГРИ, 2001. – С. 194-195.
3. Егоров А.И. Пояса углеобразования и нефтегазоносные зоны земного шара // Изд-во Рост. унив., 1960. — 184 с.
4. Привалов В.А., Саксенхофер Р., Жикаляк Н.В. и др. Тепловые потоки в геологической истории Донбасса: результаты моделирования // Наук. тр. ДонНТУ. Вып. 32. — Донецк, ДонНТУ, 2001. — С. 14–21.
5. Савченко В.И., Глебов А.Ю., Попович С.В. Проблемы геологического изучения и поисков нефти и газа в Азово-Черноморском регионе // Разведка и охрана недр, 8. 2001. — С. 10–13.

© Жикаляк М.В., 2003

УДК 550.837.6

Докт. геол.-мин. наук ШЕРЕМЕТ Е.М. (УкрНИМИ), докт. техн. наук БЕЛЯВСКИЙ В.В. (ГЕОН), инж. НИКОЛАЕВ Ю.И. (УкрНИМИ), канд. геол.-мин. наук ЯНОВСКИЙ В.М. (ДонНТУ), инж. НИКОЛАЕВ И.Ю. (УкрНИМИ), инж. СЕТАЯ Л.Д. (УкрНИМИ), инж. АГАРКОВА Н.Г. (УкрНИМИ), инж. ФЕДОТОВА Л.А. (ДонНТУ), ПАНКИН Ю.М. (ДонНТУ)

## **ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ И ГЕОХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ПРЕДЕЛАХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ**

Выбором оптимальных методов прогноза нефти и газа занимаются давно и во многих странах мира. Геохимический прогноз основывается на данных литогеохимической и атмосферической съемок, которые дают аномалии тяжелых металлов Ni, V, Zn, Cr, Mo, Cu, Pb, Co и др. и аномалии углеводородов над нефтяной залежью [1,2]. Среди всех геофизических методов, используемых для прогноза нефти и газа (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка, геоэлектрический метод магнитотеллурическое зондирование) наиболее дешевым является метод аудиоманнителлурического зондирования (АМТЗ).

Ниже рассматривается впервые разработанная в УкрНИМИ технология поисков нефти и газа геоэлектрическим методом АМТЗ применительно к геологическому разрезу ДДВ, которая по отдельным месторождениям (Мехедовско-Голотовщинская площадь) проверялась геохимическими исследованиями.

В основу применения метода АМТЗ, разрешающая способность которого по глубине составляет 0,5–2 км, были положены наблюдения об эпигенетическом преобразовании пород, залегающих над нефтяной залежью. В процессе эпигенетических преобразований пород резко меняются их физические свойства, следствием чего является увеличение сопротивлений  $\rho$  в 5–10 раз там, где прошли процессы выщелачивания гидрослюд, монтмориллонита, полевых шпатов и выноса кальцита. Породы с новообразованным пиритом за счет воздействия на них сероводородсодержащих вод вследствие сульфатредукции при анаэробном окислении нафтидов, имеют резко повышенную проводимость (низкие  $\rho$ ). Анализ распределения  $\rho$  показал, что повышенные значения  $\rho$  приурочены к областям скопления углеводородного сырья.

Первоначальная сложность подхода к решению проблемы применения метода АМТЗ заключалась в подходе к разработке геолого-геофизической модели аномалий типа «залежь» (АТЗ). В итоге, как наиболее согласующаяся с геологическим разрезом, была выбрана модель, строящаяся по данным электрокаротажа скважин. Для этой цели разработана специальная программа. Степень соответствия такой модели

реальному геологическому разрезу проверялась на известных Леляковском и Яблунском месторождениях.

Смоделированные разрезы по данным электрокаротажа скважин на Леляковском и Яблунском месторождениях показали наличие над нефтяной залежью на глубинах 0,5–1 км аномалий с сопротивлением на порядок выше, чем породы разреза, в том числе и тех, которые в удалении от залежи имеют низкие электросопротивления.

Следующим этапом подхода к решению проблемы явились разработка программ построения блочных моделей по геолого-геофизическим моделям электрокаротажа скважин, вычисление характеристик МТ-поля и выбор параметров методики проведения полевых геофизических работ. Это позволило вычислить электрические и магнитные компоненты теллурического поля в каждой точке профиля, заданной исследователем. Полученные параметры пропускаются через программу 2D-инверсии (решение обратной задачи МТ-поля). По данным смоделированных полевых наблюдений восстанавливается геоэлектрический разрез исследуемой площади, который должен совпадать по основным параметрам с разрезом, полученным по данным обработки электрокаротажа скважин. В случае достаточного близкого совпадения наблюдаемого и смоделированного результатов принимается решение о корректности отражения блочной моделью особенностей распределения электрических свойств магнитотеллурического поля по профилю. Методом подбора с использованием специальных математических программ подбирается такой вариант совпадения, который бы приближался к реальной модели объекта. Затем, когда получены характеристики магнитотеллурического поля, с их учетом выполняются полевые наблюдения. Итогом полевых наблюдений является построение геолого-геофизических разрезов по профилям (2D-инверсия). В случае площадной съемки и наличия в разрезе трехмерных неоднородностей, задача решается трехмерным моделированием с последовательным приближением совпадения разрезов с геолого-геофизической моделью типа «залежь».

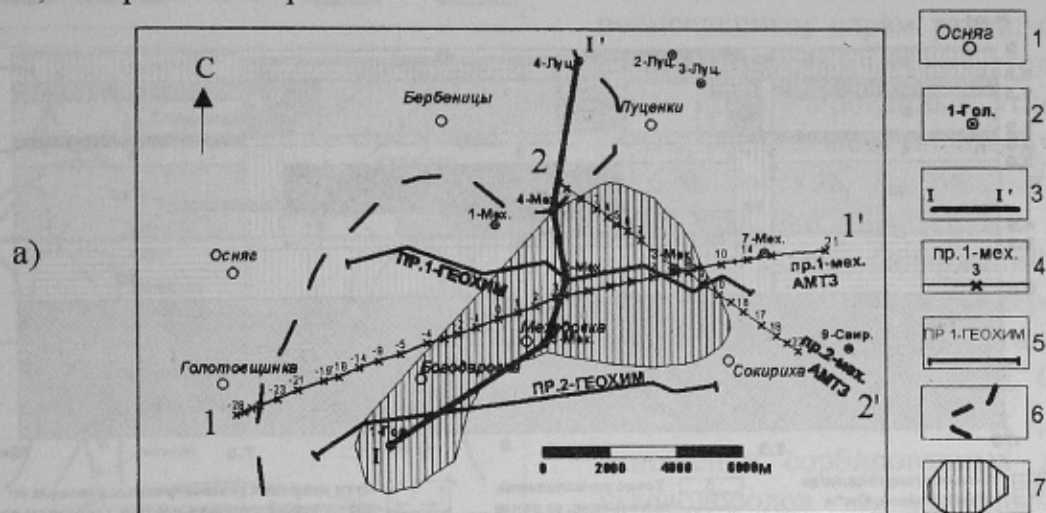
Разработанная методика поисков нефти и газа была апробирована на месторождениях Днепровского нефтегазоносного бассейна по [3] (Юльевское, Гнединцевское, Мехедовское [4]) и на нефтепроявлениях Донецкого бассейна [3] (Гранатовской и Гашиновской площадях). Большинство исследователей считает, что основными структурными элементами ДДВ являются ее центральная часть, южный и северный борта. В центральной части ДДВ находятся Леляковское, Яблунское, Гнединцевское и Мехедовско-Голотовщинское месторождения; в то время как в северном борту ДДВ расположены Юльевское месторождение, Гашиновская и Гранатовская площади.

Центральная часть ДДВ представляет собой крупный грабенообразный прогиб северо-западного простирания, разделяющий Украинский щит и Воронежский массив. В геологическом отношении район работ сложен породами докембрия фундамента и осадочного чехла большой мощности. Докембрийский фундамент залегает на глубинах 6–10 км и представлен кристаллическими породами. Стратиграфический разрез осадочной толщи ДДВ сложен образованиями палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Древнейшими породами являются отложения девона. На них трансгрессивно залегают осадочные отложения карбона всех отделов. На карбонатных отложениях трансгрессивно расположены пермские хемогенные и терригенные осадочные породы. Мезозой представлен всеми отделами. Он сложен песчано-глинистыми осадками общей мощностью 2 км. Кайнозой представлен глинами и песками мощностью до 400 м. Венчается весь разрез рыхлыми четвертичными отложениями мощностью до 50 м.

Газонефтеносный структурный этаж охватывает часть разреза от девона до нижней перми. В его составе выделяют несколько этажей и соответствующих им нефтегазоносных комплексов.

Голотовщинская структура, на которой были выполнены работы методом АМТЗ, расположена на северном крыле Чернухинской брахиантиклинали с нефтепроявлением в толще нижнего карбона на глубинах порядка 5 км. Коллекторы нефти (средневизейские песчаники) образуют на участке пологие структуры купольного типа, ограниченные разрывными нарушениями.

Основные результаты исследований методом АМТЗ на Мехедовско-Голотовщинском газоконденсатном месторождении в последовательности, описанной выше, отображены на рис. 1 и 2.



1 - населенные пункты; 2 - буровые скважины; 3 - линия геоэлектрического профиля по данным электрокаротажа стандартным градиент-зондом; 4 - профили и точки наблюдений методом АМТЗ; 5 - геохимические профили; 6 - граница горизонта В<sub>23</sub> визейского яруса нижнего карбона; 7 - площадь запасов газоконденсата по категории С<sub>1</sub>.

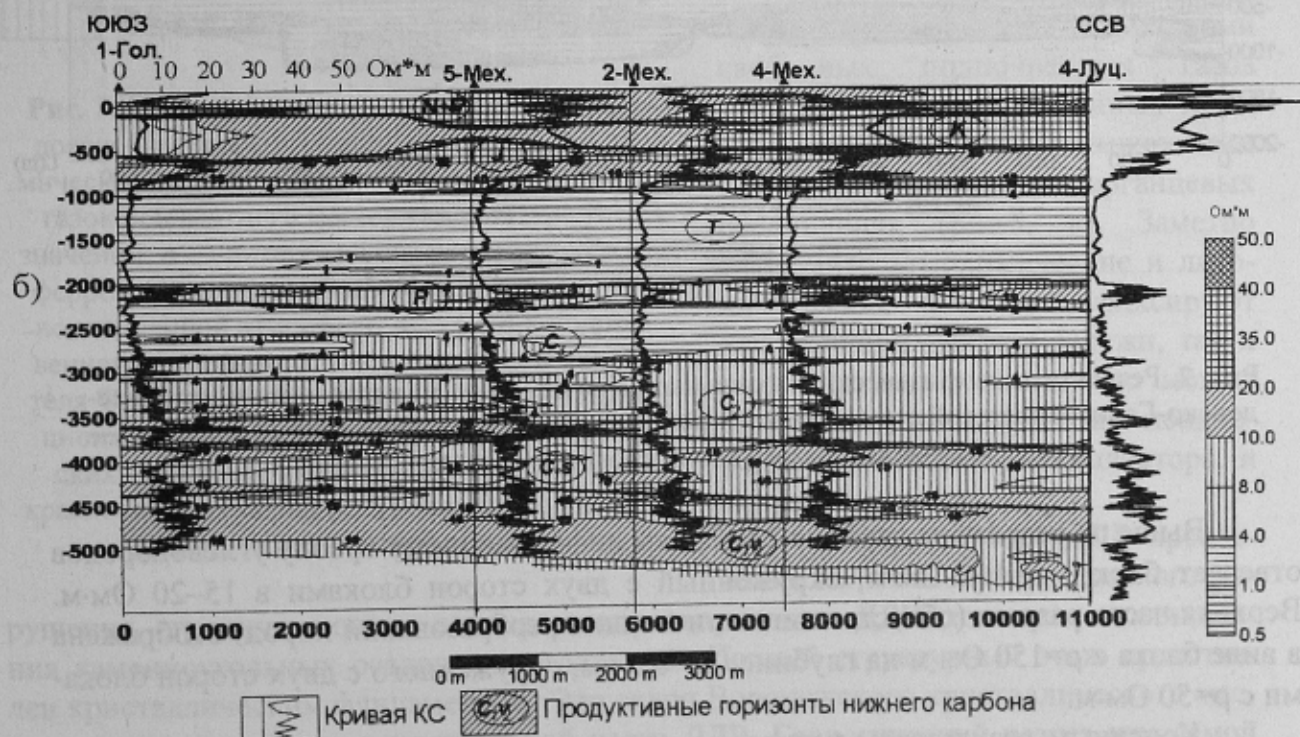


Рис. 1. Мехедовско-Голотовщинская площадь: а — карта участка работ; б — обобщенный геоэлектрический разрез по данным электрокаротажа скважин по линии I-I'

По данным электрокаротажа скважин вначале был смоделирован геоэлектрический разрез (рис. 1,б), из которого видно наличие высокоомных аномалий по

скважинам  $\rho_k=40-50$  Ом·м при фоне 1–10 Ом·м на глубинах 3,5–5,0 км (нефтегазо-конденсатная залежь), затем такого же рода аномалия на глубине 2 км (предположительно диффузионный ореол углеводородов) и, наконец, в верхней части разреза на глубинах 100–500 м — наиболее интенсивные аномалии  $\rho_k$  свыше 50 Ом·м (эпигенетические преобразования пород). По данным разреза 1, б и электрокаротажа дополнительных скважин построена обобщенная блочная модель (рис. 2, а), из которой видно, что сама газоконденсатная залежь отражается на глубине 4,9–6,5 км блоком с интенсивностью  $\rho=50$  Ом·м и на флангах — 30 Ом·м.

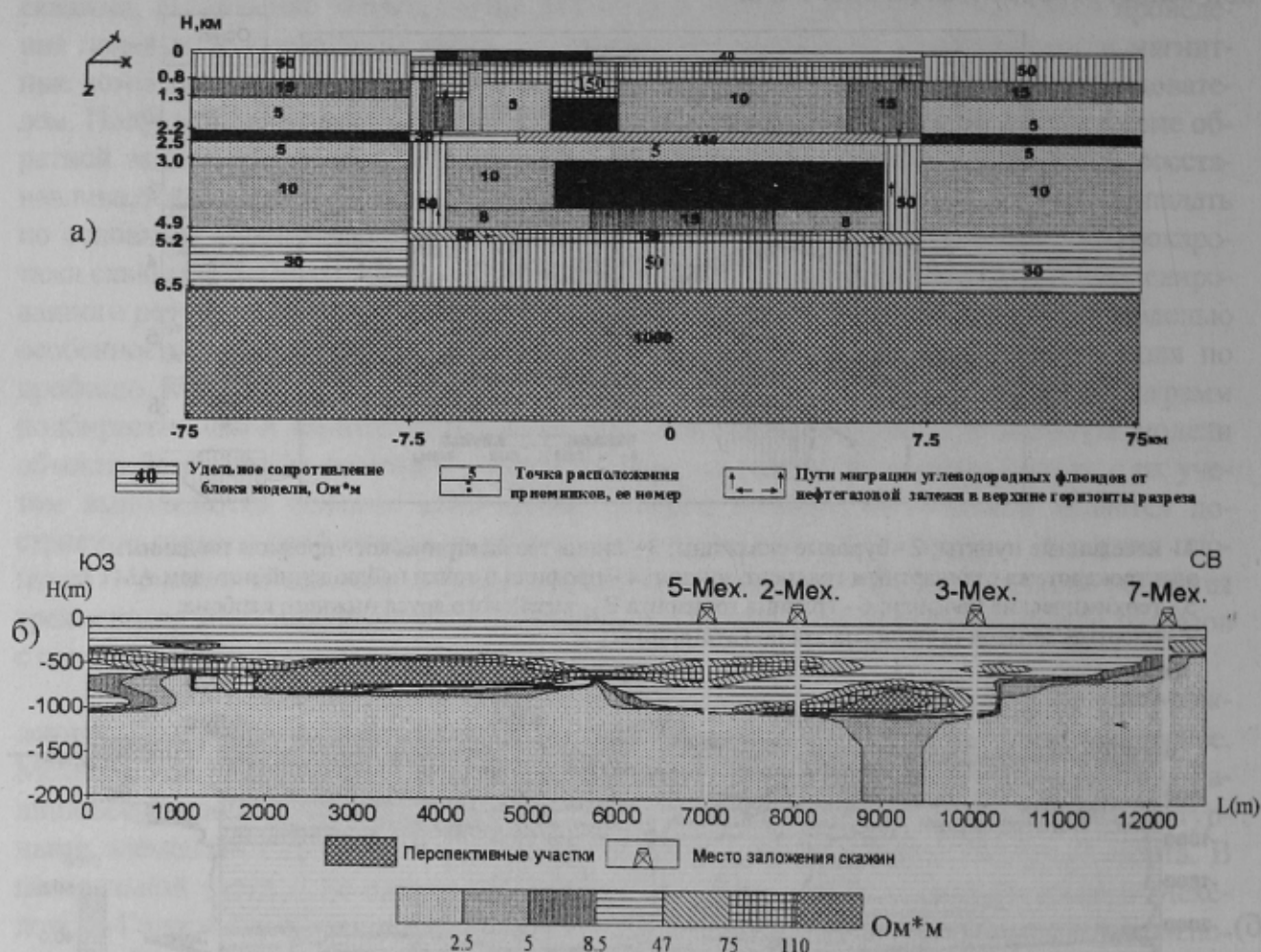
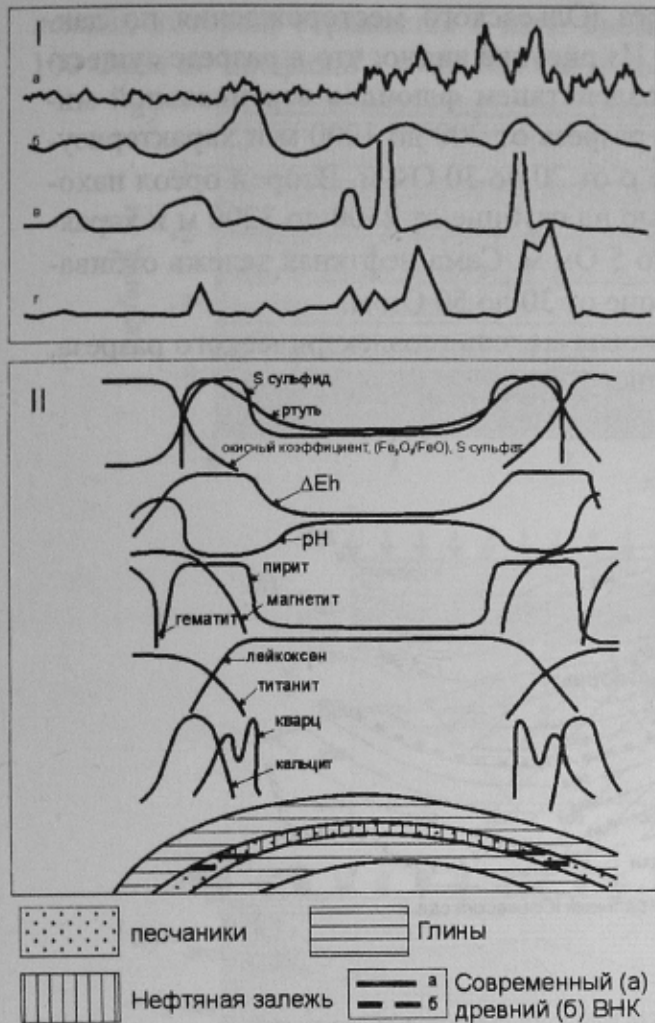


Рис. 2. Результаты геофизических модельных (а) и полевых (б) исследований по Меховско-Голотовщинской структуре: а — результаты 3-D моделирования МТ поля; б — геоэлектрический разрез вдоль профиля 1 по данным АМТЗ

Выше по разрезу на глубине 2,0–2,2 км диффузионному ореолу углеводородов отвечает блок с  $\rho=100$  Ом·м, окруженный с двух сторон блоками в 15–20 Ом·м. Верхняя часть разреза (область эпигенетических преобразований пород) отображена в виде блока с  $\rho=150$  Ом·м на глубине 0,2–0,5 км, окруженного с двух сторон блоками с  $\rho=50$  Ом·м.

Конечным результатом исследований методом АМТЗ является серия разрезов, построенных по данным полевых наблюдений, один из которых, пройденный вдоль месторождения, изображен на рис. 2,б. Не трудно видеть, что зоны эпигенетических преобразований пород над нефтяной залежью отображаются в виде области с интенсивностью  $\rho_k$  50–80 Ом·м на фоне 50 Ом·м.



**Рис. 3.** Геохимические исследования по Мехедовско-Голотовщинской площади I — Геохимическая модель Мехедовско-Голотовщинского газоконденсатного месторождения: графики значений: *a* — интегрального показателя  $Z_p$  (по ферромарганцевым образованиям); *б* —  $CO_2$  в подпочвенной атмосфере; *в* —  $CH_4$  в подпочвенной атмосфере; *г* — интегрального показателя  $\Psi_1$  (по сорбированным газам); II — Принципиальная схема распределения геохимических показателей нефтеносных территорий красноцветных пород (С-Т) на месторождениях Донецко-Днепровской впадины

рушения, ограничивающего с севера центральную часть ДДВ, до линии выклинивания каменноугольных осадочных отложений. Первый структурный этаж представлен кристаллическим фундаментом. Это склон Воронежского кристаллического массива, погружающегося к центральной части ДДВ. Геологический разрез изучаемой территории представлен породами от докембрийского возраста (фундамент) до девона-неогена (второй структурный этаж). Карбон представлен визейским и серпуховским ярусами нижнего карбона, башкирским и московским ярусами верхнего карбона. Нефтегазоносными являются визейские отложения нижнего карбона (см. рис. 4, а).

Для Мехедовско-Голотовщинской площади были выполнены геохимические исследования (ИГЭПД, А.М.Дудик), которые включали в себя атмосферические методы поисков по свободным углеводородам и другим газам; атмосферические методы поисков по почвенным парам ртути; специальные атмосферические методы поисков по сорбированным углеводородам; специальные литологические методы поисков. На рис.3 изображены графики показателей  $Z_p$  — мультипликация содержаний элементов-индикаторов (сидерохалькофильных) в ферромарганцевых соединениях грунтов — Ni, Cr, Ni, Mn, V, Co, Sn, Zn, Cu, Pb;  $\psi_1^{Sb}$  — отношение сорбированных легких углеводородов к тяжелым —  $CH_4/(iC_4H_{10} + nC_4H_{10})$ .

Из рисунка видно, что глубоководные газоконденсатные тела на уровне дневной поверхности четко обозначились аномалиями свободных почвенных газов (рис. 3, б, в), сорбированных газов (рис. 3, г) и литогеохимическими аномалиями в ферромарганцевых соединениях (рис.3, а). Заметно также, что атмосферические и литогеохимические аномалии фиксируют как внешний контакт залежи, так и ее центральную часть. Это можно объяснить значительной неоднородностью свойств и коллектора, и покрышки.

Северный борт ДДВ прослеживается от северного краевого на

Обобщенный геоэлектрический разрез Юльевского месторождения по данным каротажа скважин приведен на рис.4,б. Из рисунка видно, что в разрезе существуют два ореола пород, измененных под воздействием флюидов вертикальной миграции. Первый ореол охватывает интервал разреза от 200 до 1000 м и характеризуется значениями  $\rho$  от 30 до 50 Ом·м на фоне  $\rho$  от 20 до 30 Ом·м. Второй ореол находится непосредственно над нефтяной залежью на глубине от 2500 до 3200 м и характеризуется  $\rho$  от 5 до 15 Ом·м на фоне от 1 до 5 Ом·м. Сама нефтяная залежь отбивается значениями  $\rho$  от 100 до 240 Ом·м при фоне от 30 до 50 Ом·м.

На рис. 5,а показана обобщенная блоковая модель геоэлектрического разреза, которая отражает ситуацию, отмеченную выше.

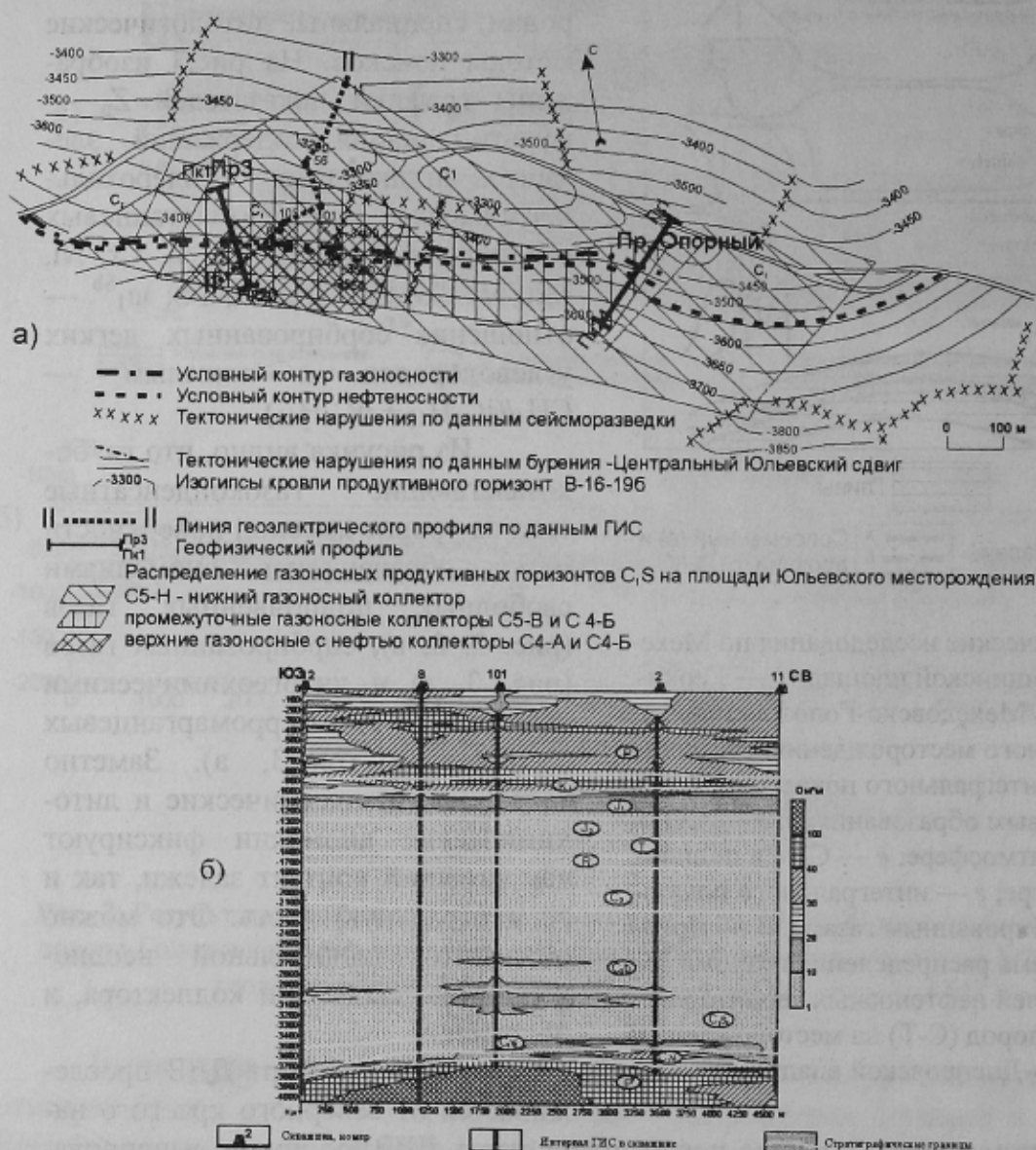
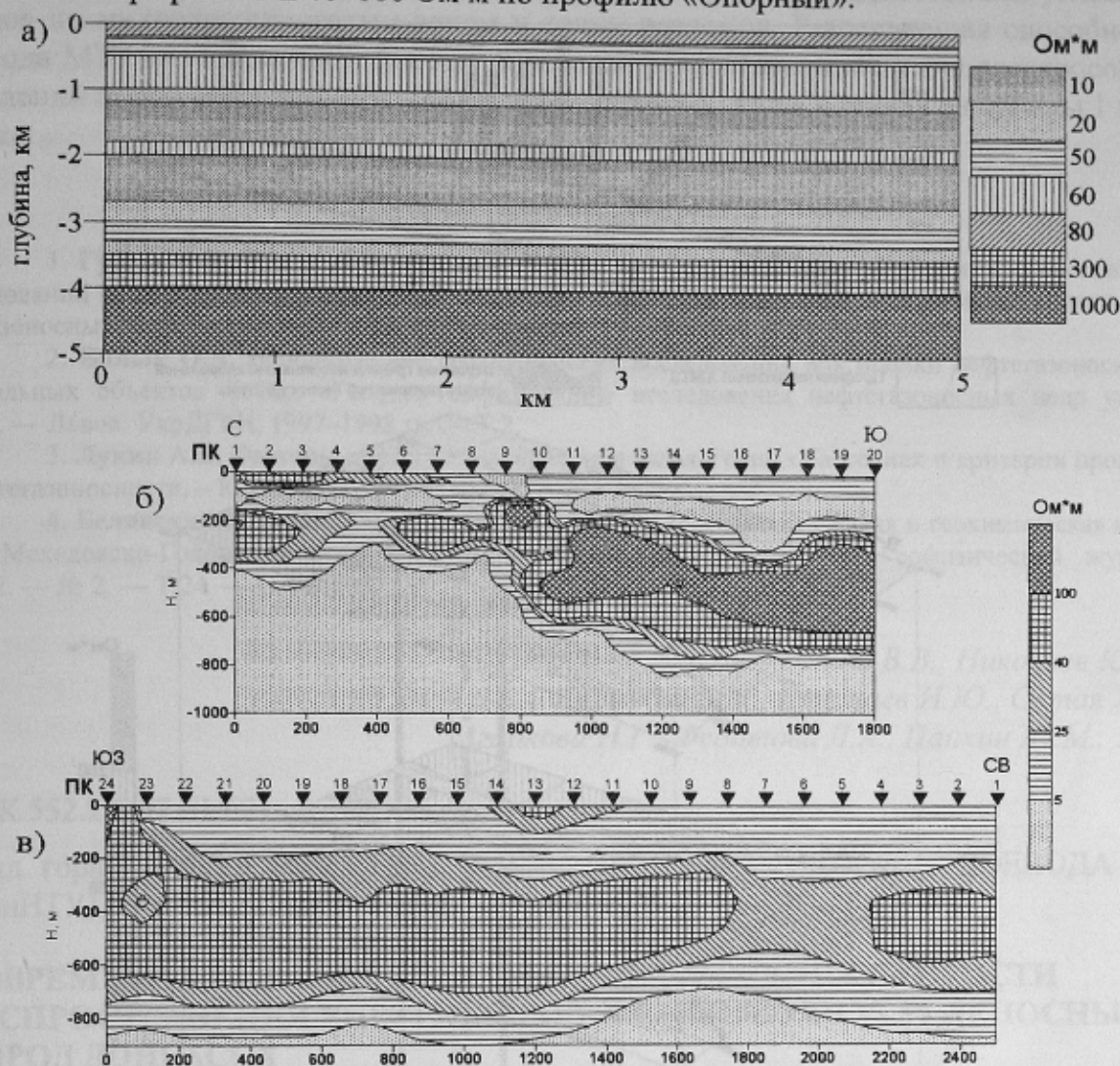


Рис. 4. Юльевское нефтегазоконденсатное месторождение: а — зональность распределения продуктивных горизонтов  $C_1, S$ ; б — обобщенный геоэлектрический разрез II - II' по данным ГИС

На рис. 5,б и 5,в показаны геоэлектрические разрез по профилям, построенные по данным полевых наблюдений АМТЗ до глубины 1 км. На них четко виден первый ореол (верхний) эпигенетического преобразования пород над нефтяной за-

лежью, который отражается в виде аномальных областей с интенсивностью  $\rho$  40–100 Ом·м по профилю 3 и 40–100 Ом·м по профилю «Опорный».



**Рис. 5.** Результаты геофизических модельных (а) и полевых (б, в) исследований методом АМТЗ на Юльевском месторождении: а — результаты 3-D моделирования МТ поля; б — геоэлектрический разрез по профилю 3; в — геоэлектрический разрез по профилю «Опорный»

Результаты исследований методом АМТЗ на Гашиновской площади Северного борта ДДВ изображены в виде погоризонтных планов от глубины 100 м до 1 км (рис. 6,б), построенных по семи профилям (рис. 6,а).

Из рисунка (рис. 6,б) видно, что с глубиной увеличивается площадь высокоомных ( $> 200$  Ом·м) аномалий на фоне более низкоомных (10–50 Ом·м), которая, скорее всего, обусловлена эпигенетическими изменениями пород вверх по разрезу над нефтяной залежью. По этим аномалиям построен контур нефтегазоносной залежи. Перспективные проекции карт-разрезов свидетельствуют о выделении аномальных зон в районе скважин 1 и 2. В центральной части зоны значения электросопротивлений увеличиваются от 100 до 500 Ом·м. На глубине 1000 м форма и размеры аномалии резко изменяются от горизонта к горизонту. Наблюдается выдержанность формы и размеров аномальной зоны над промышленной залежью углеводородов в южной части участка (рис.6, б).

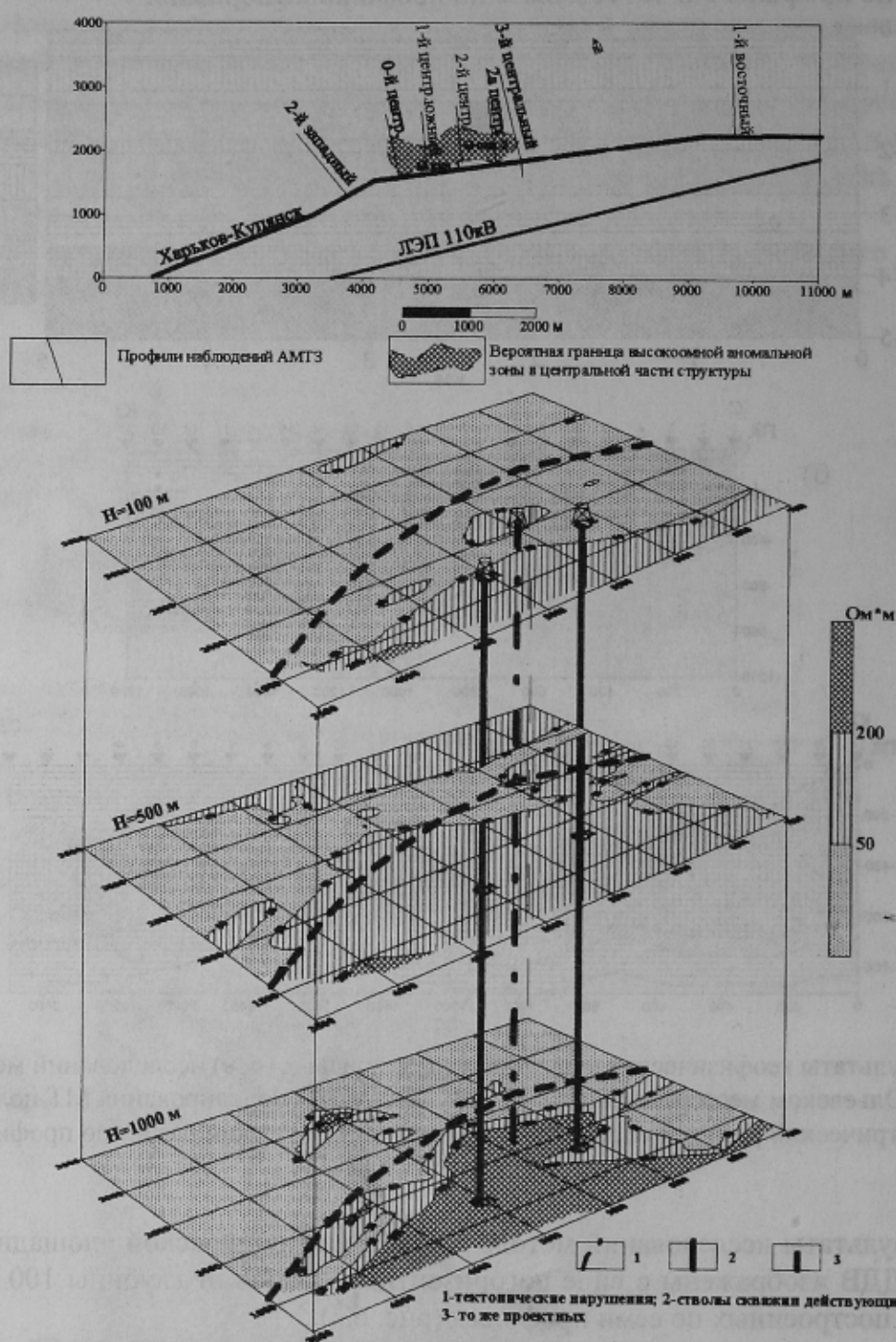


Рис. 6. Результаты исследований методом АМТЗ на участке «Гашиновский»: а — карта фактического материала участка; б — погоризонтные планы распределения удельного электросопротивления

Таким образом, считаем, что разработанная технология применения метода АМТЗ для поисков перспективных на нефть и газ участков может использоваться в сочетании с другими геофизическими методами (в том числе и МТЗ). Разрешающая способность метода АМТЗ по горизонтали (первые десятки метров) намного выше, чем метода МТЗ (первые километры). Это позволяет надежно фиксировать методом



АМТЗ положительные аномалии над нефтяными залежами в верхних горизонтах геологических разрезов, природа которых обусловлена флюидопотоками углеводородов по микротрещиноватым зонам и зонам разломов. Разрешающая способность метода МТЗ это исключает, так как надежные результаты изменения электросопротивлений пород этим методом можно зафиксировать, лишь начиная с глубины 1 км и ниже.

### **Библиографический список**

1. Губыч И.Б., Швай Л.П., Дмынко О.С. и др. Оптимальный комплекс геологических исследований на нефть и газ в Северном борту ДДВ // Сб.: «Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных недр Украины». — Львов: УкрДГРИ, 1997–1998гг. — Т.2.
2. Билык О.Д. Использование геохимических исследований для оценки нефтегазоносности локальных объектов // Сб.: «Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных недр Украины». — Львов: УкрДГРИ, 1997–1998 гг. — Т.2.
3. Лукин А.Е. Факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах и критерии прогноза нефтегазоносности. — К.:Наукова думка.-1997.-220 с.
4. Белявский В.В., Николаев Ю.И., Сухой В.В. и др. Электрическая и геохимическая модели Мехедовско-Голотовщинского нефтегазоносного месторождения // Геофизический журнал, 2002. — № 2. — Т.24. — С. 92–103.

*© Шеремет Е.М., Белявский В.В., Николаев Ю.И.,  
Яновский В.М., Николаев И.Ю., Сетая Л.Д.,  
Агаркова Н.Г., Федотова Л.А., Панкин Ю.М., 2003*

УДК 552.2 (477.61/62)

Канд. горно-минерал. наук ИВАНОВ Л.А., докт. горно-минерал. наук ВОЕВОДА Б.И.  
(ДонНТУ)

## **СОВРЕМЕННАЯ ГЛУБИНА КАК ФАКТОР ИЗМЕНЕНИЯ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН $V_p$ УГЛЕНОСНЫХ ПОРОД ДОНБАССА**

### **Постановка задачи**

Геофизические методы исследования скважин (ГИС) занимают достойное место среди средств геологической документации разрезов месторождений полезных ископаемых и решения практически любых геологических задач. Методы ГИС обеспечивают непрерывную информацию об изменениях различных физических параметров (электрических и электромагнитных, естественной и вызванной радиоактивности, плотности, акустических, магнитных, тепловых) горных пород по разрезам скважин. При этом обеспечивается любая заданная детальность получения упомянутой информации. Это исключает риск пропуска в разрезе скважины любого слабого слоя (прослоя) породы, отличающейся от соседних слоев хотя бы по одному физическому параметру.

Физические параметры горных пород обусловлены не только их вещественным (минеральным) и гранулометрическим составами, но также пористостью, трещиноватостью, вещественным и фазовым составами заполнителей пор и пустот, напряженным состоянием. На этом основании по данным методов ГИС можно не только обнаруживать слои различных пород в разрезах скважин, определять литоло-