

УДК 550. 837.3

А.И. Самсонов¹, С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³,
И.В. Сухенко⁴, Д.Н. Божежа²

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ЮГЕ ОДЕССКОЙ, НИКОЛАЕВСКОЙ, ХЕРСОНСКОЙ ОБЛАСТЕЙ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ АКВАТОРИИ ЧЕРНОГО МОРЯ

Анализ имеющихся геолого-геофизических данных, а также результаты геоэлектрических исследований на известных месторождениях и перспективных площадях Причерноморья подтверждают неоднократно высказанные предположения о перспективности Азово-Черноморского региона в плане обнаружения и открытия крупных и средних по запасам месторождений углеводородов. Целесообразно повысить интенсивность поисковых геолого-геофизических работ на нефть и газ в этом регионе.

Учитывая недостаточную обеспеченность Украины собственными энергетическими ресурсами, в частности нефтью и газом, и зависимость от поставок их из-за рубежа, все большую актуальность приобретает освоение новых, слабо изученных территорий Южного нефтегазоносного региона (Одесская, Николаевская, Херсонская области, шельф Черного моря).

Такое определение находится в полном соответствии с “Концепцией наращивания минерально-сырьевой базы как основы стабилизации экономики Украины на период до 2010 года”, которая была одобрена Постановлением КМ Украины от 9 марта 1999г. № 338. Оно также нашло выражение в Национальной программе “Нефть и газ Украины до 2010 года” (раздел 4 — нефть, газ, конденсат), где предусмотрено проведение работ на недостаточно изученных перспективных площадях и структурах с опережающими региональными геолого-геофизическими исследованиями [1].

В основных показателях Национальной программы “Нефть и газ Украины до 2010 года” (с изменениями и дополнениями в меньшую сторону, внесенными Постановлением КМ Украины от 21 июня 2004 г. № 742) было предусмотрено обеспечить в 2005 году добычу углеводородов в объемах:

— нефти и газового конденсата — 4,003 млн тонн (планировалось ранее — 6,6 млн тонн), фактически добыто — 4,357 млн тонн.

— природного газа — 21 млрд м³ (планировалось ранее — 33,5 млрд м³), фактически добыто — 20,566 млрд м³.

©А.И. Самсонов¹, С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³, И.В. Сухенко⁴, Д.Н. Божежа²

¹ Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, Украина.

² Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле при ИГН НАНУ, Киев, Украина.

³ Институт геофизики НАН Украины.

⁴ ГП “Центр геотехнологий”.

Таблица

Показатели динамики уровня добычи углеводородов в Украине за период 2000–2005 гг.

Полезное ископаемое	Объемы добычи по годам					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Нефть и газовый конденсат, млн тонн	3,692	3,709	3,737	3,975	4,180	4,357
Газ природный, млрд м ³	18,044	18,348	18,600	19,455	20,111	20,566

Добыча газа из морских месторождений составила (млрд м³): 2000 г. — 0,764; 2001 г. — 0,790; 2002 г. — 0,820; 2003 г. — 0,985; 2004 г. — 1,100; 2005 г. — 1,200. ГАО «Черноморнефтегаз» планирует до 2010 года увеличить добычу газа из морских месторождений до 2,6 млрд м³.

Объемы достоверных запасов углеводородов в Украине исчисляются в 67,6 млн тонн нефти и 694,1 млрд м³ газа. При сохранении сегодняшнего уровня добычи, когда темпы ежегодного отбора нефти составляют 5%, а газа 2,6% от величины балансовых запасов, обеспеченность запасами в интервале времени составляет: по нефти — 20 лет, по газу — 40 лет.

Национальной программой «Нефть и газ Украины до 2010 года» предусматривается обеспечить прирост разведанных запасов в объеме 46,6 млн тонн условного топлива. Для этого необходимо подготовить к бурению 15–20 перспективных объектов. Для увеличения собственной добычи нефти и газа до 2010 года необходимо порядка 50 млрд гривен.

Перспективы стабилизации и наращивания добычи нефти и газа связываются с еще не разведанными ресурсами углеводородов, которые в недрах Украины оцениваются в 3,9 трлн м³ газа и 1,1 млрд тонн нефти. При этом одна третья часть неразведанных ресурсов газа и 19% неразведанных ресурсов нефти приходится на акватории Черного и Азовского морей.

Общая площадь украинского сектора морских акваторий составляет 133,7 тыс. км². Начальные суммарные ресурсы углеводородов здесь оцениваются в 1,5 млрд тонн условного топлива. Постановлением КМ Украины от 17 сентября 1996 г. № 1141 утверждена Государственная программа «Освоение углеводородных ресурсов украинского сектора Черного и Азовского морей». Данной программой в пределах украинской экономической зоны Черного и Азовского морей предусматривается до 2010 года выявить 73 и подготовить 55 новых перспективных объектов общей площадью 1580 км² с ресурсами углеводородов категории С₃ в объеме 650 млн тонн условного топлива.

На сегодняшний день состояние ресурсной базы по нефти и газу в Украине крайне неудовлетворительное, что связано с уменьшением прироста разведанных запасов углеводородов, прежде всего, из-за сокращения в целом объемов геологоразведочных работ, перехода на разведку глубоких (до 6000 м и выше) горизонтов на структурах с малой площадью залежей. Крупные и высокоамплитудные структуры фактически уже выявлены и разведаны. Кроме того, технология извлечения нефти и газа из глубокозалегающих пластов более трудоёмка [1].

В основных нефтегазодобывающих регионах Украины отмечается очень высокая выработка начальных запасов на месторождениях. Для нефти

она составляет 73%, газа — 65%. Запасы наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений в настоящее время выработаны на 90%. К тому же 88% месторождений нефти относятся к очень малым. В среднем на одно такое месторождение приходится 0,25 млн тонн нефти. Среди газовых месторождений 43% очень малы, с запасами газа менее 1 млрд м³. Средние запасы одного такого месторождения составляют 0,37 млрд м³ природного газа.

В свете современных научных представлений и анализа имеющихся геолого-геофизических данных, рассматриваемая территория входит в состав Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции и считается высокоперспективной в нефтегазоносном отношении, но остается еще слабо изученной. В разное время на отдельных площадях проводились поиски углеводородов, однако положительных результатов получено не было.

Основными причинами неудач на поисковой стадии явились:

- незначительные объёмы геофизических исследований при поисках и подготовке к глубокому бурению потенциальных ловушек нефти и газа;
- отсутствие эффективного комплекса видов и методов геофизической разведки при выполнении работ по прогнозу нефтегазоносности на конкретных поисковых объектах;
- несовершенство техники и технологии для решения геологических задач.

Сегодня вопрос энергообеспечения собственными ресурсами особенно остро ощущается и, в этой связи, есть путь его решения, т.к. имеются веские геологические предпосылки и потенциальные возможности открытия на юге Украины средних и крупных по запасам месторождений нефти и газа.

Объектом данного рассмотрения является территория суши юга Украины и смежной акватории Черного моря. Административно она включает юго-запад Одесской, южную часть Николаевской и Херсонской областей (до линии г. Армянск — г. Красноперекоск). В пределах СЗ части Черного моря рассматривается участок шельфа от устья р. Дунай до острова Змеиный и в полосе шириной 50 км вдоль побережья Одесского залива и далее на восток до устья Каркинитского залива.

На указанной территории выделены элементы тектонической структуры, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности: южная прибортовая зона Придобруджинского прогиба; юго-западная часть Восточно-Европейской платформы и, в частности Нижне-Днестровская депрессия; северный борт Причерноморской впадины и ее осевая часть — Каркинитско-Северокрымский прогиб; Прутский выступ северной части Добруджи.

На некоторых участках рассматриваемой территории с использованием экспресс-технологии прямых поисков УВ геоэлектрическими методами [2] выполнены рекогносцировочные геофизические исследования [3–8].

Южная прибортовая зона Придобруджинского прогиба по глубинам залегания кристаллического фундамента (3500–6000 м) характеризуется блоковой дифференциацией, обуславливающей в её пределах поперечную зональность, контролируемую тектоническими нарушениями субмеридионального характера. Данная особенность строения прибортовой зоны определяет различия в стратиграфическом диапазоне и мощностях осадочной толщи на участках отдельных тектонических блоков.

В геологическом строении осадочного чехла участвуют отложения силура, девона, карбона, триаса, юры, мела, палеогена и неогена. Наибольший поисковый интерес представляют нижнекаменноугольные терригенные, юрские и триасовые карбонатные и терригенные отложения.

Здесь залежи нефти и газа могут содержаться в известняках среднего сармата (300–500 м), в песчаниках и органогенных известняках (биогермы) юры (500–1300 м), в терригенных и карбонатных породах триаса и карбона (1200–6000 м), в толще девона (3900–5500 м), представленной известняками, ангидритами, доломитами и песчаниками, в карбонатных породах силура рифогенной природы (4000–4700 м).

Площадь Южной прибортовой зоны составляет порядка 3900 км², количество известных локальных структур — 21.

Область юго-западного склона Восточно-Европейской платформы характеризуется сокращением стратиграфического диапазона осадочных отложений. В то же время мощность осадочной толщи равна 6–8 км. В осадочном чехле отсутствуют отложения среднего и верхнего девона, карбона, перми, которые широко представлены в геологическом разрезе Придубруджинского прогиба, отделяемого от юго-западного склона ВЕП субширотной зоной Чадырлунгского глубинного разлома.

На рассматриваемой территории в геологическом строении осадочной толщи участвуют отложения верхнего протерозоя (венд), кембрия, силура, нижнего девона, триаса, юры, мела, палеогена и неогена.

Особого внимания заслуживают силурийские карбонатные образования, в составе которых известны и могут быть встречены рифогенные известняки. Данная формация считается основной потенциальной толщей, с которой следует связывать возможность формирования промышленных скоплений нефти. Нижнедевонский и кембрийский терригенные комплексы также считаются благоприятными для формирования залежей нефти и газа в ловушках литолого-стратиграфического и тектонически экранированного типов в границах Нижне-Днестровской депрессии. Продуктивные горизонты ожидаются на глубинах 1200–3200 м. Не исключается обнаружение залежей углеводородов в отложениях юры (900–1200 м) и нижнего мела (700–900 м). Площадь названного участка перспективной территории порядка 4400 км², количество геологических локальных объектов — 15.

Геоэлектрическими методами [2] в 1999–2001 гг. исследован участок территории Одесской обл., который примыкает с запада и севера непосредственно к государственной границе Украины с Молдовой, с востока ограничен Днестровским лиманом и берегом Черного моря, а с юга — условной линией на широте с. Вольное — г. Арциз — с. Плахтеевка — с. Николаевка. Площадь участка — 3600 кв. км (рис. 1). В строении осадочного чехла участвуют отложения верхнего протерозоя, кембрия, ордовика, силура, нижнего девона, триаса, юры, мела, палеогена и неогена. Мощность осадочной толщи — 6–8 км. Особого внимания заслуживают силурийские образования, в составе которых известны рифогенные известняки. Данная формация представляет особый интерес, так как считается основной потенциальной толщей, с которой следует связывать возможность формирования промышленных скоплений УВ.

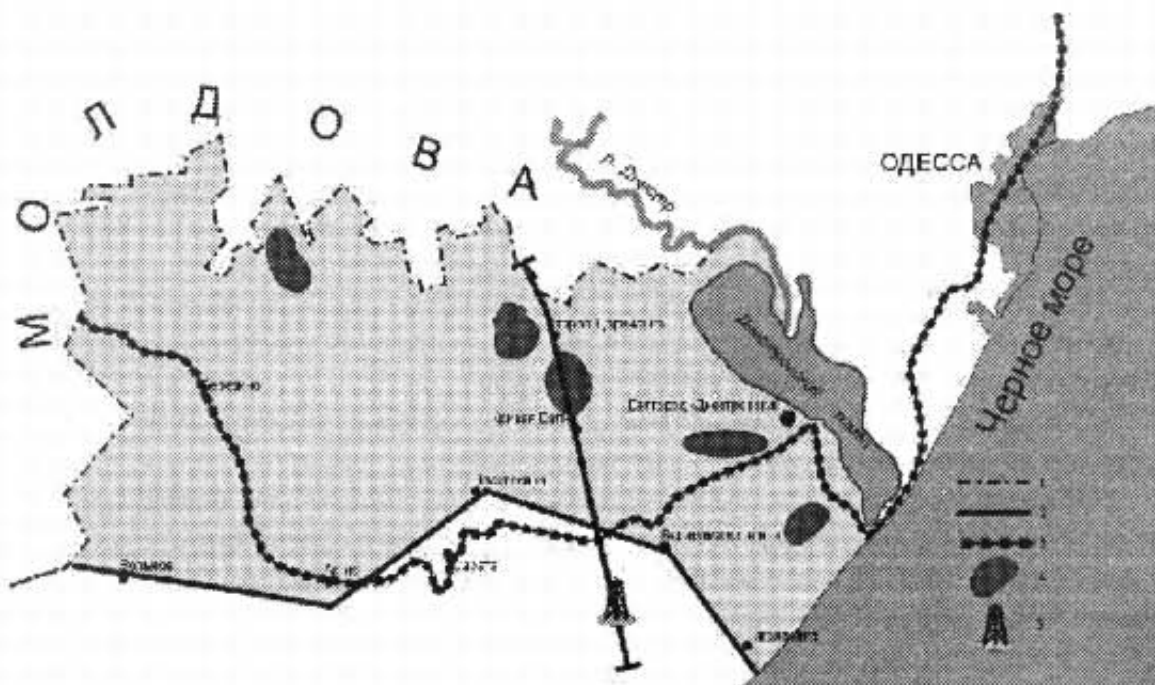


Рис. 1. Обзорная схема района работ и расположения аномалий типа "залежь"
 1 — государственная граница; 2 — южная граница района работ; 3 — железная дорога; 4 — нефтеперспективные участки; 5 — Восточно-Саратское нефтяное месторождение

В качестве эталонного участка использовался район известного Восточно-Саратского нефтяного месторождения. В результате проведенных работ на исследуемой территории закартировано ряд аномалий СКИП, при последующей интерпретации которых были выделены пять нефтеперспективных участков (рис. 1) [5]. Эти аномалии, прежде всего, следует связывать с возможной нефтеносностью рифогенных образований силурийского возраста на глубинах 1200-1400 м, а также с возможными залежами в отложениях нижнего девона и верхнего протерозоя-кембрия. Наиболее показателен участок в районе с. Старая Царичанка — с. Кривая Балка. Здесь зафиксирована максимальная по интенсивности и размерам геоэлектрическая аномалия. Интервал глубин расположения АПП типа "нефтегазовый пласт" — 1200–3000 м.

Большой объем геоэлектрических исследований выполнен в этом районе с целью изучения структуры осадочного чехла, а также рельефа кристаллического фундамента. Так, по данным зондирований вдоль профиля оз. Алибей — пос. Чистоводное (рис. 2) построен схематический геолого-геофизический разрез, на котором в рельефе фундамента выделяются структурные элементы типа грабен. Как раз в районе таких структур расположены месторождения УВ (Восточно-Саратское) и выявленные и закартированные геоэлектрические аномалии типа "залежь".

Достаточно большая по площади и интенсивности геоэлектрическая аномалия зафиксирована также в районе пос. Маяки Одесской области (рис. 3). Зондированием ВЭРЗ в центре этой аномалии, в интервале глубин 800–1200 м выделено несколько мощных аномально поляризованных пластов типа "нефтегазовый пласт".

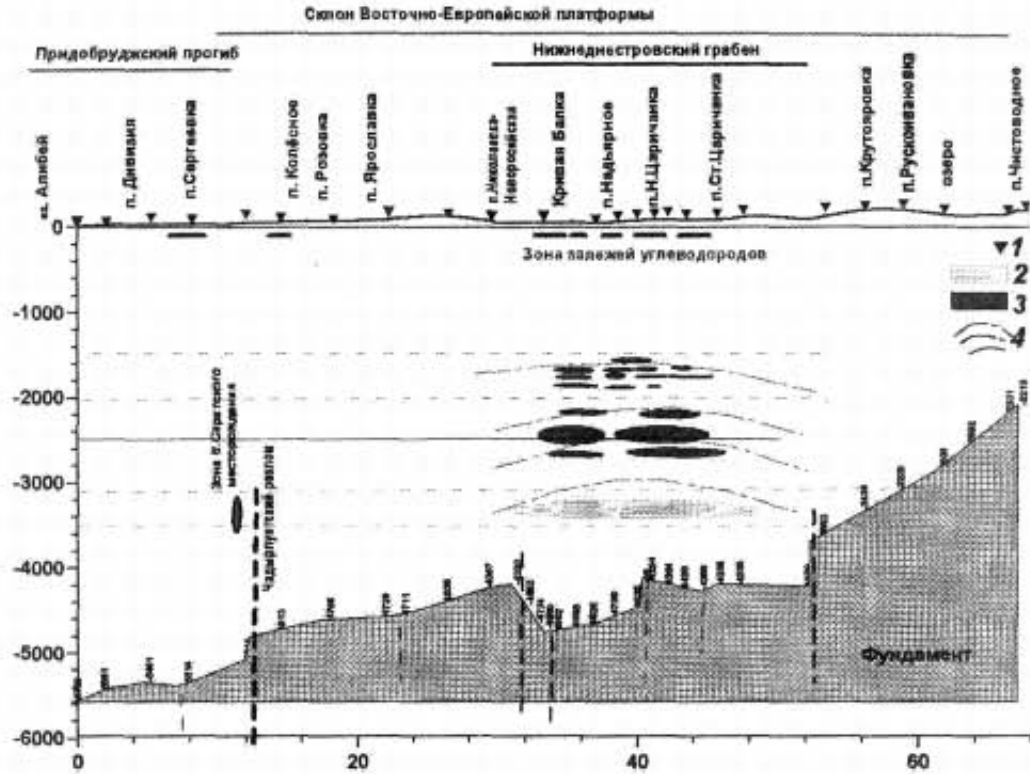


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по линии озеро Алибей — посёлок Чистоводное (Одесская область) [см. рис.1] (По данным электрорезонансного зондирования, апрель 2002 г.)
 1 — точки зондирования; 2 — АПП типа “газ+вода”; 3 — АПП типа “залежь углеводородов”;
 4 — антиклинальное поднятие по сейсмическим данным

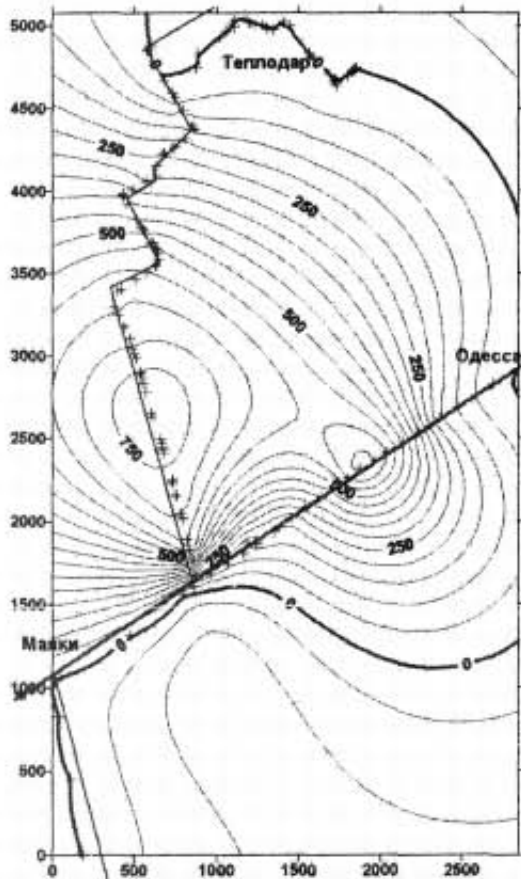


Рис. 3. Аномальная геоэлектрическая зона в районе пос. Маяки Одесской области

Северный борт Причерноморской впадины (Одесская, Николаевская и Херсонская области) в тектоническом плане отвечает южной окраине Восточно-Европейской платформы, которая характеризуется пологим уступообразным погружением к югу дорифейского кристаллического фундамента до глубин 3,0–3,5 км на побережье Черного моря.

В пределах данной территории почти повсеместно отмечается моноклиналиное залегание осадочных образований. Однако, на фоне моноклинали выделяются отдельные выступы фундамента, образованные системой разломов субмеридионального и субширотного простирания. В осадочном чехле на выступах фундамента формируются складки облегания и ловушки с тектоническим экраном. На участках моноклинали ожидаются ловушки стратиграфического выклинивания и литологического замещения.

В геологическом строении осадочного чехла участвуют отложения триаса, юры, мела, палеогена и неогена. Наибольшие перспективы в отношении нефтегазоносности связываются с базальными песчаниками и органогенными известняками нижнего мела, с песчаниками и алевролитами сеномана, с кварцевыми песчаниками среднего эоцена, с известковистыми песчаниками палеоцена и алевритами олигоцена.

На ряде участков по данным бурения базальные песчаники нижнего мела достигают значительной мощности (80–280 м), характеризуются хорошими коллекторскими свойствами и перекрываются сверху глинистыми породами. О коллекторских свойствах песчаников среднего эоцена свидетельствуют, по результатам испытаний, притоки воды с дебитом 486 м³/сутки. Перспективы нефтегазоносности здесь связаны с толщей мезозойских и кайнозойских отложений в интервале глубин 600–3500 м. Перспективная площадь данной территории составляет 16500 км², количество выявленных локальных объектов до 30.

На территории Херсонской области Таврийская площадь с юга примыкает к Каркинитскому заливу Чёрного моря, а с севера ограничивается условной линией г. Николаев — г. Каховка. Докембрийский фундамент погружается здесь к югу на глубину до 3-х км (р-н Скадовска), в западном направлении глубина залегания фундамента уменьшается до 1,6 км. В пределах площади наблюдается моноклиналиное залегание поверхности кристаллического фундамента и покрывающих его осадочных образований. На фоне моноклинали выделяются отдельные уступы фундамента, образованные системой разломов субмеридионального простирания. Объём геолого-геофизической информации по данной площади ограничен, скважины освещают здесь геологический разрез неогена, палеогена и верхнего мела до кампана.

В 2002 г. рекогносцировочные работы проводились на некоторых участках Таврийской площади [5]. При этом на ряде перспективных структур, выделенных по сейсмическим и другим геофизическим данным, геоэлектрическими методами не выявлены геоэлектрические аномалии типа “залежь”. Однако, здесь обнаружена и закартирована Тарасовская геоэлектрическая аномалия типа “залежь” площадью порядка 12 км² (рис. 4). В восточной части аномалии зондированием ВЭРЗ до глубины 1700 м в разрезе выделено ряд АПП типа “нефтегазовая залежь”. Наиболее представитель-

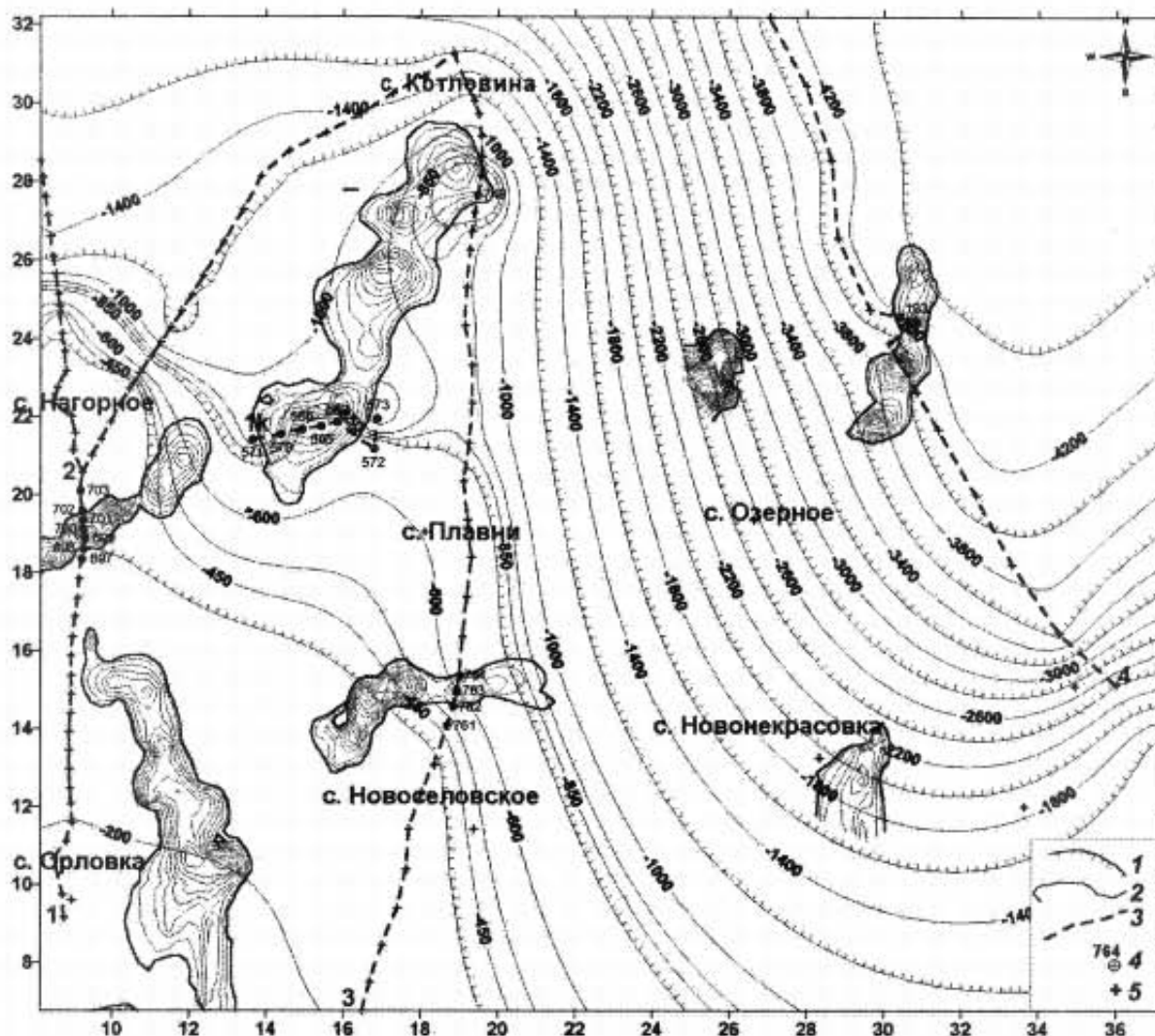


Рис. 4. Тарасовская геоэлектрическая аномалия типа “нефтяная залежь” в Херсонской области: 1 — пункты геоэлектрической съемки методом СКИП; 2 — точка электрорезонансного зондирования; 3 — эффективная мощность аномальных пластов типа АТЗ

ные АПП фиксируются здесь в следующих интервалах глубин: 750–820 м; 900–1000 м; 1200–1250 м; 1500–1600 м. Этим интервалам в пробуренных на соседних площадях скважинах соответствуют пласты-коллекторы, которые при испытаниях дали воду.

В числе геологических предпосылок, определяющих отнесение отдельных районов юга Одесской, Николаевской и Херсонской областей к высокоперспективным для поисков средних и крупных по запасам месторождений нефти и газа, следует рассматривать и учитывать следующее:

1. Наличие мощной (до 8 км) толщи осадочных образований.
2. Благоприятное сочетание в геологическом разрезе пород различного литологического состава, а также продуцирующих, аккумулирующих и экранирующих комплексов.
3. Установление промышленной нефтеносности девонских осложнений.
4. Прямые признаки газоносности в толще вулканогенно-осадочных образований пермо-триаса и нефтеносности силурийских карбонатных пород.

5. Широкое развитие в осадочной толще локальных поднятий и ловушек нефти и газа зонального типа (литолого-стратиграфических и тектонически экранированных).

6. Присутствие в разрезе юры и силура биогермов.

7. Положительный прогноз нефтегазоносности, полученный на ряде площадей с помощью дистанционных методов геофизической разведки (геоэлектрические, методы становления короткоимпульсного поля СКИП и вертикального электрорезонансного зондирования ВЭРЗ) [4].

Прутский выступ Северной Добруджи. В тектоническом плане территория относится к Нижнепрутскому выступу эпигерцинского фундамента Скифской платформы, который является продолжением на северо-запад складчатой зоны Мэчин Северной Добруджи (Румыния). Осадочный чехол представлен отложениями триаса, юры, неогена (сармат, мэотис, понт, киммерий, куяльник) и четвертичными.

На территории Ренийского района Одесской области в 2003–2004 гг. выполнены геофизические прогнозно-оценочные работы. На первом этапе проанализированы: а) карта остаточных аномалий силы тяжести; б) карта магнитных аномалий Z_a ; в) геологическая карта домеловых образований; г) структурная карта рельефа донеогеновой поверхности; д) различные тектонические схемы региона; е) геологические разрезы по линиям профилей; ж) каротажные материалы, геологические колонки и описание разрезов скважин; з) керновый материал донеогеновых образований по скважинам.

На этапе полевых работ выполнена съёмка СКИП в объёме 400,7 километров и зондирование ВЭРЗ в пределах аномалий (интервал 0–600 м) — 19 станций. Опытно-методические зондирования выполнены на 8 станциях, съёмкой СКИП выявлено 10 аномальных участков. Для определения глубин залегания поверхности фундамента дополнительно выполнено зондирование на четырех профилях в объёме 96 станций.

Основным объектом изучения являлись отложения неогеновой системы (до глубины 600 м) и в первую очередь — среднего и верхнего сармата, в связи с наличием в отложениях данного возраста залежей нефти и газа на территории соседней Молдовы (Валенское, Викторовское и др.). Рассматривались и изучались также толщи юрских и триасовых образований до глубин 1500 м.

В результате обработки данных съёмки СКИП построена карта-схема геоэлектрических аномалий типа “залежь” (рис. 5). Наиболее крупные аномальные зоны: Нагорненская аномалия (5 × 0,8–1,2 км) северо-восточного простирания; Котловинская аномалия (11 × 1,5–2,4 км) северо-восточного простирания; Плавненская аномалия (5 × 0,7–1,5 км); Орловская аномалия (9 × 1,2–3,0 км) субмеридианального простирания.

Вертикальное электрорезонансное зондирование геологического разреза проводилось с целью изучения характера расположения АПП различного типа в геологическом разрезе.

В южной части между оз. Кагул и оз. Ялпуг зондирование ВЭРЗ выполнено на станциях: № 011 (с. Нагорное); № 089 (с. Новосельское — с. Плавни) и №№ 066, 088 (с. Орловка). В двух первых пунктах в разрезе выявлены

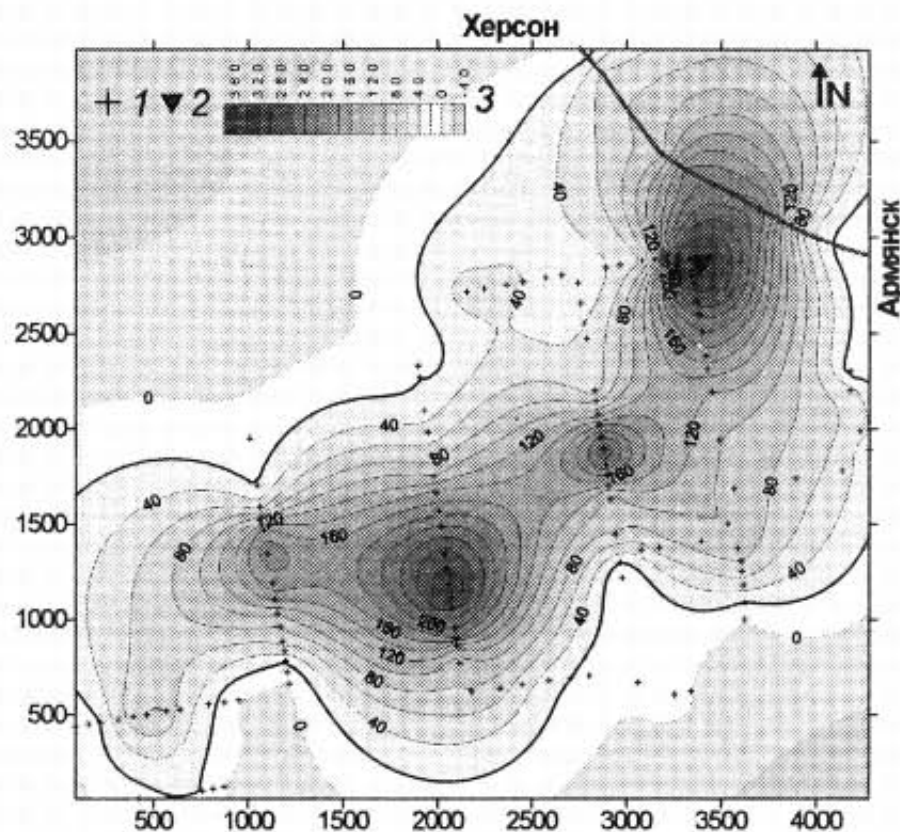


Рис. 5. Карта поверхности кристаллического фундамента и геоэлектрических аномалий типа “залежь” на Придунайской площади (Ренийский р-н, Одесская обл.)

1 — изогипсы рельефа кристаллического фундамента; 2 — границы геоэлектрических аномалий; 3 — линии профилей ВЭРЗ; 4 — точки ВЭРЗ; 5 — точки ВЭРЗ для определения глубины фундамента

АПП типа “нефтегазовый пласт”. На станциях № 066 и № 088 АПП типа “нефтегазовый пласт” выявлены в интервале 260–558 м.

Зондирование в пределах Котловинской аномалии выполнено на станции № 749 до глубины 622 м. АПП типа “нефтегазовый пласт” установлен в интервале 376–589 м. На юго-западной оконечности Котловинской аномалии зондирование проведено на шести станциях (571, 570, 566, 565, 569, 573) вкрест простирания аномалии. Расстояние между станциями — 400–1100 м. В разрезе установлено блоковое строение фундамента, глубина залегания его поверхности в разных блоках составляет 806–1135 м. В разрезе юры выделены три АПП типа “нефтегазовый пласт” в интервале глубин 585–682 м (станция 569).

В пределах Нагорненской аномалии зондирование проведено вкрест простирания аномалии на семи станциях (№№ 697–703). Глубины до поверхности фундамента составляют 390–446 м, амплитуда нарушений от 15 до 30 м. Разрез представлен четвертичными и неогеновыми отложениями, залегающими на породах триаса (мощность до 50 м). В разрезе неогена (средний сармат) выявлен АПП типа “нефтегазовый пласт” в интервале 368–402 м.

На площади Плавненской аномалии ВЭРЗ проведено на четырех станциях (№№ 761–764) до поверхности фундамента (489–616 м). Строение фундамента блоковое, амплитуда нарушений — 60–67 м. Разрез сложен чет-

вертичными и неогеновыми отложениями, которые с резким несогласием залегают на образованиях триаса. Мощность триаса — 236–306 м. АПП типа “нефтегазовый пласт” выделяется на двух станциях (№ 762 и № 763) в разрезе триаса в интервале 361–488 м.

Электрорезонансное зондирование для определения глубины фундамента выполнено вдоль четырех разрезов (рис. 5). Разрез вдоль профиля № 1 от с. Орловка до с. Нагорное отображает рельеф поверхности фундамента вдоль восточного берега озера Кагул. Здесь, на юге, фундамент залегают на глубине 150–200 м и далее на север погружается до 470 м. За с. Нагорное отмечается резкое погружение фундамента до 1300–1600 м, что соответствует положению юго-западной границы Молдавской юрской впадины. К югу от с. Нагорное на профиле № 1 выделена геоэлектрическая аномалия, которой в рельефе фундамента соответствует отрицательная морфоструктура.

В результате анализа и сопоставления данных проведенных геоэлектрических исследований на Придунайской площади можно сделать выводы, что она является перспективной для поисков и разведки промышленных залежей нефти и газа в отложениях неогена, юры и триаса.

Северо-западная часть Черного моря, примыкающая к береговой полосе Одесской, Николаевской и Херсонской областей, включает зону шельфа в пределах 50 км от берега.

На юго-западе здесь выделяется выступ Змеиный — вблизи устья р. Дунай, включая остров Змеиный. В Одесском заливе в тектоническом плане находит свое восточное продолжение Придубруджинский прогиб (т.н. Крыловская впадина), а к северо-востоку от него — Нижне-Днестровская депрессия. Указанные структурно-тектонические единицы ограничиваются с востока субмеридиональной зоной Одесского глубинного разлома.

Участок акватории Черного моря от береговой линии на широте Белгород-Днестровского в направлении Тендровского залива и южнее Тендровской косы до устья Каркинитского залива относится к Причерноморской мел-палеогеновой впадине, включая частично ее северный борт (в районе к западу от п-ва Ярылгач) и центральную осевую зону впадины к северу от морских структур Голицына и Шмидта, в направлении к Бакальской косе и Перекопскому заливу, которая получила название Каркинитско-Северокрымского прогиба.

К югу от Тендровской косы, в 50 км от г. Скадовск известны месторождения газа в майкопских и газоконденсата в палеоцен-верхнемеловых отложениях на ряде локальных поднятий — Голицына, Шмидта, Архангельского, Штормовом и др.

На восточном погружении выступа Змеиногорского промышленная газоносность установлена в отложениях эоцена и палеоцена на структурах Одесской и Безымянной в интервале глубин 600–1700 м.

При бурении глубокой скважины — Приднепровская-2 в Одесском заливе в разрезе песчаной толщи неокома была установлена нефтенасыщенность пород легкой нефтью из интервала 2129–2139 м.

На Тарханкутском полуострове, на Серебрянской структуре нефтяная залежь заключена в отложениях верхнего мела, а залежи газа на Родни-

ковской, Бакальской, Межводненской и Татьяновской площадях приурочены к нижнемеловым отложениям.

Площадь рассматриваемой акватории Черного моря, примыкающей к береговой полосе от устья р. Дунай до устья Каркинитского залива, составляет порядка 16000 км². В её пределах по данным сейсмических исследований известно свыше 50 локальных структур, при глубинах моря до 40 м. Здесь залежи газа прогнозируются в отложениях палеогена и верхнего мела на глубинах 600–2300 м, в нижнемеловых породах — базальных песчаниках и органогенных известняках на глубинах 2500–3200 м. Нефтеносность может быть связана с песчаниками неокома (1800–2300 м), с карбонатно-терригенными образованиями девона на глубинах 3500–4200 м и рифогенными отложениями силура на глубинах 2500–4500 м (в районе острова Змеиного в интервале 700–1200 м).

Значительный объем геоэлектрических исследований выполнен также в 2005 г. на месторождениях УВ Керченского п-ова. Так, по результатам геоэлектрических работ на Мошкарёвском и Куйбышевском участках Керлеутской площади, Войковском, Борзовском и Владиславовском месторождениях выделены и околонтурены аномалии типа “залежь” [3]. Проведенные работы по вертикальному электрорезонансному зондированию в районе скважин, позволили определить интервалы глубин наиболее вероятного заложения нефтесодержащих пластов. Для каждого участка выделены наиболее перспективные скважины для проведения работ по их восстановлению.

В районе мыса Чауда по результатам геоэлектрической съёмки выделены две аномальные зоны типа АТЗ, которые по площади совпадают с Ульяновской и Гавриленковской сейсмическими структурами.

Выводы. Результаты рекогносцировочных геоэлектрических исследований на известных месторождениях и перспективных площадях Причерноморья [2–8] подтверждают неоднократно высказанные многочисленными исследователями предположения о перспективности Азовско-Черноморского региона в плане обнаружения и открытия крупных и средних по запасам месторождений УВ. Целесообразно повысить интенсивность поисковых геолого-геофизических работ на нефть и газ в этом регионе.

Экспресс-технология “прямых” поисков и разведки скоплений УВ геоэлектрическими методами [2] является в достаточной степени оперативной, эффективной, экономичной. Ее целесообразно включить в комплекс геолого-геофизических методов поисков и разведки залежей углеводородов на территории Украины. Она может использоваться как на этапе рекогносцировочных исследований, так и на этапах детальных поисково-разведочных работ. Ее использование на нефтегазовых месторождениях и перспективных площадях в Украине, а также на территории других государств позволит повысить эффективность геологоразведочного процесса поисков и разведки нефти и газа в целом.

Выявление на слабоизученных территориях Одесской, Николаевской, Херсонской областей, Керченского п-ова и прилегающей акватории Черного моря перспективных зон нефтегазоаккумуляции, открытие в самое ближайшее время крупных и средних по запасам месторождений углеводоро-

дов является одной из приоритетных задач по реализации Национальной программы “Нефть и газ Украины до 2010 года” и Программы социально-экономического развития Южного региона Украины. В этой связи необходимо содействие органов власти в реализации инвестиционных проектов отдельных компаний за их собственные средства по выявлению и промышленной разработке месторождений нефти и газа. Для оценки потенциальных ресурсов углеводородов первостепенным условием любой компании является выполнение прогнозно-оценочных работ на перспективной территории прямыми методами поисков залежей нефти и газа.

1. *Гладун В., Максимчук П.* Стан ресурсної бази і перспективи розвитку геологорозвідувальних робіт на газ і нафту підприємствами НАК “Нафтогаз України” // Геолог України.— 2003.— № 1.— С. 19–22.

2. *Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* Экспресс-технология “прямых” поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами: результаты практического применения в 2001–2005 гг. // Геоинформатика.— 2006.— № 1.— С. 31–43.

3. *Левашов С.П., Самсонов А.И., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* Геоэлектрические исследования на месторождениях углеводородов Керченского полуострова / В сб.: Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики.— Київ, 2006.— С. 110–127.

4. *Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н.* О геологических и геофизических предпосылках наличия крупных и средних месторождений углеводородов на территории Одесской области // Доклады НАН Украины.— 2002.— № 11.— С. 124–130.

5. *Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук М.А., Корчагин И.М.* Геолого-геофізичні передумови виявлення родовищ вуглеводнів на території Херсонської області // Геоінформатика.— 2003.— № 2.— С. 18–21.

6. *Самсонов А.И., Якимчук Н.А., Левашов С.П.* Структурно-тектоническое положение выступа Змеинового и перспективы нефтегазоносности Придунайской части шельфа Черноморской впадины / В кн: Геология и полезные ископаемые Черного моря.— ОМГОР ННПМ НАН Украины.— Киев, 1999.— С. 134–139.

7. *Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук М.А.* Огляд нафтової геології та потенційних ресурсів вуглеводнів в українському секторі Чорного та Азовського морів / В зб.: Геофізичні дослідження на рубежі ХХІ століття.— К.: УкрДГРІ, 1999.— С. 34–38.

8. *Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* О геолого-геофизических предпосылках обнаружения месторождений нефти и газа на Придунайской площади / В сб.: Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики.— Київ, 2006.— С. 140–153.

Аналіз наявних геолого-геофізичних даних, а також результати геоелектричних досліджень на відомих родовищах та перспективних площах Причорномор'я підтверджують неодноразово висловлені припущення про перспективність Азовсько-Чорноморського регіону в плані виявлення та відкриття крупних та середніх за запасами родовищ вуглеводнів. Доцільно підвищити інтенсивність пошукових геолого-геофізичних робіт на нафту та газ в цьому регіоні.

The analysis of available geologic-geophysical data, as well as the geoelectric studies results on the known deposit and perspective areas of nearby Black Sea territory confirm repeatedly voiced suggestions about Azov and Black Sea region perspective concerning the finding and openings of large and average hydrocarbon deposit. It is reasonable to raise the intensity of searching geological-geophysical investigation for oil and gas in this region.