

ские месторождения Приямальского шельфа, Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения Карского моря.

В связи с изложенным необходимо решить, идти ли по пути привлечения техники и технологии иностранных или начать разработку отечественных установок. Представляется, что привлечение зарубежных технических средств целесообразно лишь на начальной стадии освоения морских углеводородных месторождений. Однако одновременно следует продолжить работы по созданию собственных технических средств. Это тем более необходимо, что в перспективе очевидно расширение поисков, разведки и разработки месторождений УВ именно на шельфе арктических морей России — основном и наиболее реальном резерве восполнения промышленных запасов и добычи нефти и газа.

Следует отметить, что распределение НСР УВ на мелководье перспективных арктических морей убе-

дительно свидетельствует о целесообразности первоочередного производства ледостойких сооружений для поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на участках шельфа с глубинами моря до 20 и до 50 м. Такие же сооружения будут широко использоваться и в дальневосточных морях России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Актуальность выявления и освоения месторождений газа и нефти на шельфе России / П.Б. Никитин, Р.И. Вяхириев, Б.А. Никитин, А.И. Гриценко, Е.В. Захаров. — М.: Газойл-пресс, 2000.
2. Захаров Е.В. Состояние и перспективы выявления ресурсов УВ на мелководных шельфах арктических морей России // Технические решения для круглогодичного бурения разведочных и эксплуатационных скважин на мелководье арктических морей. — М.: ИРЦ РАО "Газпром", 1995. — С. 3—10.

УДК 553.24:553.98 (477)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ

И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, В.В. Гладун, О.Г. Цюха
(ИГН НАНУ, НАК «Нефтегаз Украины», ГПП «Укргеофизика»)

На территории и в акватории Украины находятся 144 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных, а также 210 газовых и газоконденсатных месторождений. Из них на долю Закарпатья приходится 3 газовых месторождения, Карпат — 8 нефтяных месторождений, Предкарпатья — 41 нефтяное и 50 газовых и газоконденсатных, Приднепровья — 99 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных, а также 122 газовых и газоконденсатных, Причерноморья — 11 нефтяных и 25 газовых и газоконденсатных, в том числе 14 газовых и газоконденсатных месторождений, выявленных в Азовском и Черном морях. В 1960—1980-е гг., когда на Украине бурили до 400...500 тыс. м/год поисковых и разведочных скважин на нефть и газ, наибольшая доля этого объема бурения постоянно размещалась в Днепро-Донецкой впадине (ДДв). Именно здесь открывали тогда и вводили в разработку наибольшее количество месторождений природного газа, нефти и конденсата, среди которых были Ефремовское (111 млрд м³), Западно-Креститиенское (337 млрд м³) и Шебелинское (655 млрд м³) газовые месторождения.

Кроме того, Украина активно участвовала в разведке и освоении необычайно богатых нефтяных и

Неконсервативное мышление и новая философия нефтегазоразведки помогли открыть и осваивать принципиально новый нефтегазоносный регион шириной около 100 км и длиной 600 км на северном борту Днепро-Донецкой впадины Украины. Сейчас там уже имеются 50 нефтяных и газовых месторождений, в том числе 17 таких, которые содержат промышленные запасы нефти и газа и в породах кристаллического фундамента.

The unconventional thinking and new philosophy of exploration for petroleum had helped to discover and develop the principally new petroliferous region of about 100 km width and 600 km long in the northern flank of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine. Presently, there already are 50 oil and gas fields including 17 ones which contain the commercial petroleum reserves in crystallin basement rocks as well.

газовых залежей на глубине 650...1250 м в апт-сеноманских песчаниках Западной Сибири, обильно снабжалась оттуда нефтегазовыми энергоносителями и сырьем для шести своих нефтеперерабатывающих заводов и не испытывала серьезных экономических и социальных проблем в связи с многолетним падением нефте- и газодобычи в Прикарпатье и Приднепровье. К тому же с середины 1980-х гг. геолого-

разведочные работы на таком принципиально новом их направлении, как поиски и разведка нефтяных и газовых залежей в осадочной толще и кристаллическом фундаменте (КФ) на северном борту ДДв, начали давать промышленные открытия нефти и природного газа на Хухринской, Чернетчинской, Юльевской и других площадях. К 1991 г. эти работы увенчались крупным успехом — открытием 12 первых нефтяных и газовых месторождений, оцененных Госкомгеологии Украины в 4,38 млрд дол. США (в ценах 1991 г.).

Открытие этого принципиально нового объекта поисков месторождений нефти и газа как источника расширения топливно-энергетической базы Украины по специальным совместным научным рекомендациям и программам ученых Института геологиче-

ских наук Национальной академии наук Украины (ИГН НАНУ) и геологов Госкомгеологии Украины, а также объединений «Укрнефть» и «Укргазпром» — неординарное событие. За него в 1992 г. восемь украинских геологов (И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Е.С. Дворянин, Г.Д. Забелло, В.В. Крот, П.Т. Павленко и М.И. Пономаренко) были награждены Государственной премией Украины в области науки и техники [1].

Став суверенным государством, Украина реформирует и реорганизует свою экономику на пути к рыночному укладу хозяйствования. Резко сокращение финансирования нефтегазового дела из государственного бюджета и упрощения Госкомгеологии. Созданы Министерство экологии и природных ресурсов, а также Национальная акционерная компания (НАК) «Нефтегаз Украины». Они совместно в 2000 г. пробурили 78,3 тыс. м поисковых скважин и 95,6 тыс. м разведочных (суммарно — 173,9 тыс. м), в том числе 16,5 тыс. м на нефть и 157,4 тыс. м на природный газ, и добыли 3,655 млн т нефти с конденсатом (в 1972 г. — 14,5 млн т), в том числе 2,617 млн т нефти, а также 18,169 млрд м³ природного газа (в 1975 г. — 68,7 млрд м³). Но и в новых экономических и организационных условиях интерес к нефтегазовому потенциалу северного борта ДДв не иссякает. Залежи нефти, конденсата и природного газа находятся здесь на глубине 800...4500 м в простирающейся с северо-запада на юго-восток полосе шириной до 100 км и длиной 560...600 км (от Турутинского нефтяного месторождения до Марковского газонефтяного) через Черниговскую, Сумскую, Полтавскую, Харьковскую и Луганскую области до Ростовской области, которые обладают развитой инфраструктурой нефтегазодобычи, подготовки, транспортирования, переработки и потребления нефти и газа.

Будучи погребенным моноклинальным склоном Воронежского кристаллического массива, северный борт ДДв не имеет в своем разрезе ни соленосных толщ и соледиапиров, ни ископаемых стратовулканов. В отличие от Днепровского грабена ДДв, где основные перспективы нефтегазоносности давно проверяются бурением на глубинах более 4500... 5000 м, для чего требуется более мощная и дорогая техника, нефть и газ в кристаллическом фундаменте и его осадочном чехле на северном борту ДДв разведываются и осваиваются комплексно, а находятся в длинных, полосовидных структурно-литологических зонах широтно-субширотного простираения. Здесь и промышленные залежи нефти, природного газа и конденсата встречаются гораздо чаще, чем в недрах Азовского и Черного морей, а также в Прикарпатье, Причерноморье и Днепровском грабене. Об этом

свидетельствует и коэффициент промышленных нефтегазовых открытий: для Украины в целом он равен 0,35, а для северного борта ДДв — 0,55 [1].

Этот борт характеризуется сочетанием густой сети конкордантных и дискордантных сбросов, что обусловило мозаичное разломно-блоковое строение кристаллического фундамента (КФ) и его чехла, массовое развитие тектонически экранированных ловушек для нефти и газа, перемежаемость горстовидных поднятий и грабенообразных впадин, исключив латеральную миграцию нефти и газа вдоль простираения северного борта, со стороны Донбасса, и вкрасе простираения, из Днепровского грабена ДДв. Об этом свидетельствуют и данные о микроэлементной специализации природных нефтей, тщательно отфильтрованных, обессоленных и обезвоженных перед их атомно-спектральным и рентгенофлюоресцентным лабораторными анализами.

Так, нефть, отобранная из кристаллического фундамента на северном борту ДДв в скв. 2 — Юльевской (интервал 3670...3710 м, т. е. на 206...246 м ниже кровли фундамента, вскрытой на глубине 3464 м), содержит только один микроэлемент — железо. Нефти же, изученные аналогично, но отобранные из фундамента ближе к его кровле (скв. 10 — Юльевская, интервал 3618...3687 м, глубина до фундамента — 3541 м), из коры выветривания (КВФ) фундамента (скв. 1 — Хухря; интервал 3200...3280 м; кровля фундамента — на глубине 3187 м) и из нижнего карбона, несогласно перекрывающего кристаллический фундамент северного борта ДДв (скв. 101 — Коробочкинская; интервал 3154...3202 м), содержат соответственно четыре, пять и одиннадцать микроэлементов. В то же время, как видно из таблицы, природные нефти нижнепермских, верхне- и нижнекаменноугольных песчаников в Днепровском грабене ДДв характеризуются микроэлементным составом не из одного или четырех-пяти, а из 23 химических элементов. И если бы нефть действительно происходила от ископаемого органического веществ

Микроэлементный состав природных нефтей Днепровско-Донецкой впадины

Структурный элемент ДДв	Стратиграфический возраст нефтеносной толщи	Химические элементы и их содержание в нефти, г/т
Днепровский грабен	Ранняя пермь — поздний карбон	Ag — 30; Al — 300; As — 9; Ba — 60; Ca — 300; Co — 300; Cr — 60; Cu — 90; Fe — 300; La — 1; Mg — 300; Mn — 60; Mo — 30; Na — 300; Ni — 300; Pb — 30; Si — 300; Sn — 3; Sr — 90; Ti — 9; V — 300; Zn — 300; Zr — 1
	Ранний карбон	Ag — 30; Al — 300; As — 1; Ba — 60; Ca — 300; Co — 300; Cr — 6; Cu — 60; Fe — 200; La — 1; Mg — 300; Mn — 60; Mo — 3; Na — 300; Ni — 300; Pb — 6; Si — 300; Sn — 3; Sr — 60; Ti — 1; V — 300; Zn — 300; Zr — 1
Северный моноклинальный борт	Докембрий	As — 2; Ca — 48; Cr — 7; Cu — 3; Fe — 316; K — 219; Mn — 12; Ni — 7; Pb — 140; Ti — 53; Zn — 49
		Cu — 1; K — 111; Ni — 6; Ti — 3; Zn — 1 (КВФ) Ca — 41; Fe — 26; K — 90; Ni — 2 (КВФ) Fe — 9 (КФ)

ва нижнепермских, верхне- или нижнекаменноугольных "нефтематеринских глин" Днепровского грабена и действительно мигрировала отсюда на северный борт, то она никогда не обладала бы такой поразительно обедненной микроэлементной специализацией. И этот вывод уже не вызывает сомнения, ибо экспериментами доказано, что ни набор микроэлементов, ни их концентрации в природной нефти не уменьшаются, а для многих микроэлементов, наоборот, даже увеличиваются в процессе миграции нефти по горным породам. Так что, чем беднее ассортимент микроэлементов и чем меньше их концентрации в природной нефти, тем меньший путь миграции она прошла и тем ближе к источнику своего образования. Это, кстати, весьма отчетливо видно из обогащения микроэлементной специализацией нефти вдоль ее пути из кристаллического фундамента в толщу карбона.

Нефтегазоносность северного борта ДДв сопряжена и с промышленной гелиеизацией, которая наиболее обильна в природном газе и нефти кристаллического фундамента и характеризуется запасами гелия, равными 180 млн м³ в природном газе и нефти, например, Юльевского нефтегазоконденсатного месторождения. Как известно, гелий образуется радиогенно в кристаллической земной коре (КФ) гранитоидного состава. Правда, сам гелий (вследствие его чрезвычайно низкой парциальной упругости) мигрировать в земной коре самостоятельно не способен, но может транспортироваться снизу вверх, из кристаллического фундамента в осадочную толщу, будучи растворенным во флюиде-носителе, каким обычно являются нефть, природный или попутный нефтяной газ в смеси с азотом и СО₂ или без них.

Таким образом, чтобы растворить и накопить в себе 180 млн м³ гелия, нефть и природный газ Юльевского месторождения прошли длинный путь снизу вверх через те зоны кристаллической земной коры (КФ), где образуется в ней радиогенный гелий, а не через осадочную толщу Днепровского грабена, где гелий не образуется. Такое количество гелия в Юльевском месторождении бесспорно свидетельствует о том, что нефть и природный газ в породы северного борта эмигрировали из-под кристаллической земной коры (КФ), а не из осадочной толщи Днепровского грабена [2].

НАК "Нефтегаз Украины" продолжает приращивать запасы нефти и газа за счет открытия новых месторождений на северном борту ДДв. Так, в 2000 г. выявлено Гашиновское нефтяное месторождение юго-восточнее Харькова, в 6 км севернее Борисовского месторождения газа, в 5 км восточнее Лебяжинского газового и в 11 км западнее Шевченковского газонефтяного. Скв. 1 — Гашиновская пробурена до глубины 3670 м с забоем в кристаллическом фундаменте на площади, подготовленной к бурению сейсморазведкой МОВ-ОГТ, без осложнений во время бурения, опробования, крепления и освоения. Нижнюю часть ее разреза слагают отложения верхнего карбона (1060...1720 м), московского (1720...2100 м) и башкирского (2100...2628 м) ярусов средне-

го карбона, серпуховского (2628...3220 м) и визейского (3220... 3554 м) ярусов нижнего карбона, а также породы докембрийского фундамента (3554...3670 м). Согласно геофизическим исследованиям скважин (ГИС), все породы-коллекторы карбона здесь либо водоносные, либо "сухие" (плотные). Кора выветривания фундамента, согласно М.Г.Егурновой, вскрыта в интервале 3554...3641 м (87 м) и состоит из глинистой (каолинитовой) зоны (3554...3559 м), а также из зон выщелачивания (3559...3562 м) и дезинтеграции (3562...3641 м). Невыветрелый фундамент пройден в интервале 3641... 3670 м (29 м) и сложен гранитами.

Эта скважина, испытанная через фильтр (3555...3647 м) на приток из фундамента при трех режимах возбуждения пласта с рабочими давлениями 11,5; 10,2 и 8,8 МПа, фонтанировала из КФ соответственно 55,4 м³/сут нефти и 7 тыс. м³/сут газа; 199,2 м³/сут нефти и 10 тыс. м³/сут газа; 264 м³/сут нефти и 1,5 тыс. м³/сут газа. На глубине 3610 м пластовое давление — 36,48 МПа, пластовая температура — 126 °С. Начало кипения этой нефти — 50 °С. До 200 °С выкипает 30 % нефти; от 200 до 300 °С — 50 %, от 340 до 350 °С — 18...20 % (мазут). Конец кипения — 350 °С. Температура помутнения нефти — 18 °С, температура застывания — 20 °С. Содержание парафина — 10 %.

Гашиновское нефтяное месторождение находится в выступе фундамента локального грабена. К юго-западу от него и ближе к Северному краевому глубинному сбросу, отделяющему северный борт ДДв от Днепровского грабена, располагаются Борисовское и Южно-Граковское газоконденсатные месторождения. Плоскость сброса, т. е. юго-западной дизъюнктивной границы грабена с Гашиновским месторождением, наклонена под углом около 40...45° на северо-восток, к Воронежскому кристаллическому массиву, а плоскость разлома, ограничивающего этот же локальный грабен на северо-востоке, наклонена, наоборот, на юго-запад, в сторону Днепровского грабена (рис. 1). Это исключает образование Гашиновского месторождения в результате латеральной миграции нефти и газа и из Донбасса, и из Днепровского грабена ДДв.

В 2001 г. у НАК "Нефтегаз Украины" в результате бурения и освоения скв. 4 — Евгеньевской выявилось Южно-Евгеньевское газовое месторождение, находящееся намного юго-восточнее Гашиновского, на северном борту ДДв, но уже в Луганской области. Скважина вскрыла отложения кайнозоя (0...157 м), мела (157...537 м), триаса (537...679 м), верхнего (679...733 м) и среднего (733...2100 м) карбона, серпуховского (2100...2865 м) и визейского (2865...3105 м) ярусов нижнего карбона, а также граниты и гранодиориты кристаллического фундамента (3105...3216 м). Согласно данным ГИС, здесь осадочные породы-коллекторы являются газонасыщенными на глубинах 1916...1921 м (свита С₂¹ среднего карбона), 2125...2136; 2305...2321; 2382...2390 и 2520...2583 м (серпуховский ярус) и нефтегазонасыщенными в интервалах 3040...3047 и 3087...3090 м (визейский ярус).

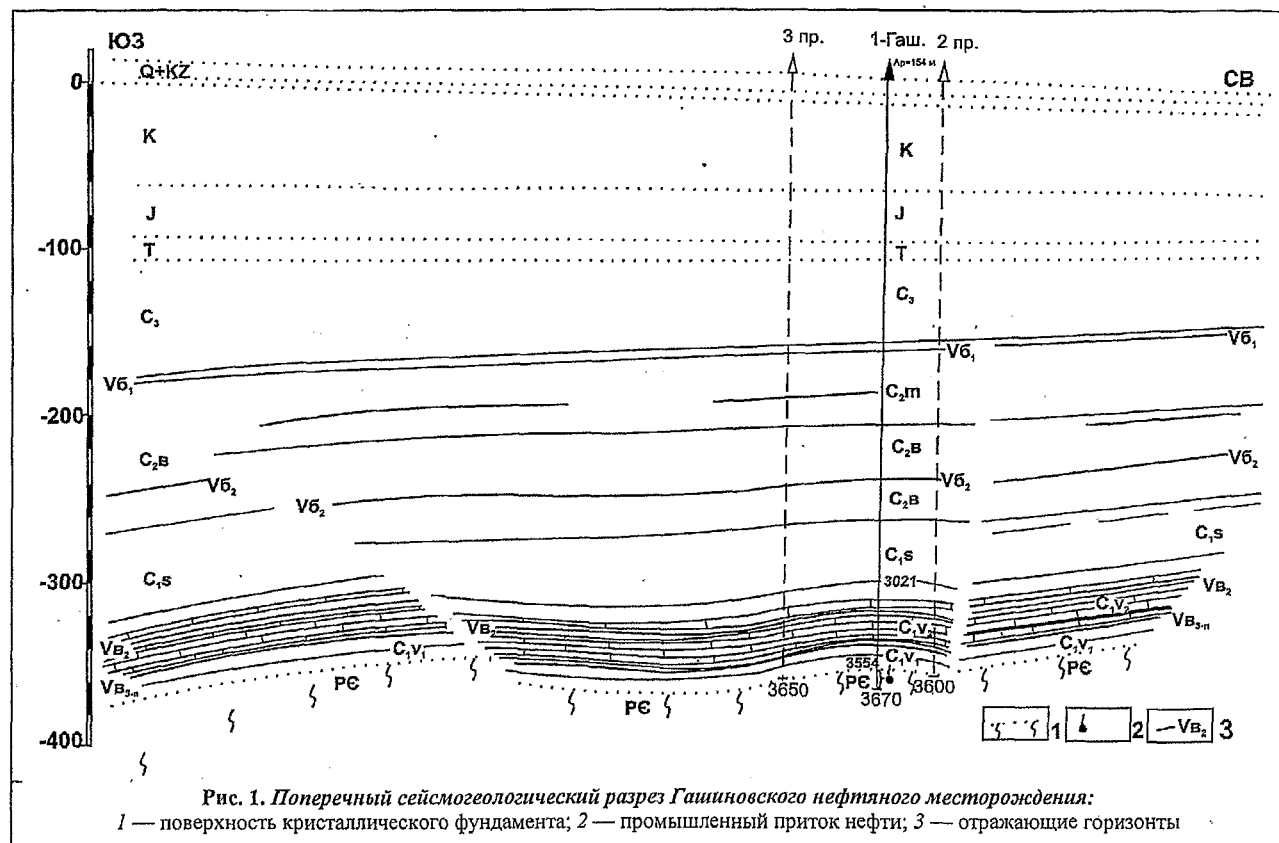


Рис. 1. Поперечный сейсмогеологический разрез Гашиновского нефтяного месторождения: 1 — поверхность кристаллического фундамента; 2 — промышленный приток нефти; 3 — отражающие горизонты

Гранитный и гранодиоритный фундамент, вскрытый скв. 4 — Евгеньевской на глубине 3105...3216 м, характеризуется, по данным бокового каротажа, удельным электрическим сопротивлением (УЭС) от 200 до 800 Ом·м и интервальным временем, по данным акустического каротажа, от 160 до 175 мс/м. С.Ф.Кучером и Л.П.Семеновой в разрезе кристаллического фундамента выделены и рекомендованы к испытанию на приток зоны разуплотнения в интервалах 3191...3214, 3135...3146 и 3105...3123 м, а О.В. Булмасовым (Ивано-Франковская экспедиция ГИС) — на глубинах 3107...3123, 3135...3146, 3189...3200 и 3200...3216 м, характеризующиеся УЭС около 150 Ом·м. Испытание первых трех интервалов дало лишь слабый приток газа. И только перфорация обсадной колонны в интервале 3200...3216 м увенчалась притоком природного газа в 70 тыс. м³/сут на штуцере 6 мм. В этом газе — 0,24 % гелия, т. е. намного выше его кондиционной концентрации, равной 0,05 %.

Примечательно, что сразу же за разломом, отделяющим Южно-Евгеньевскую площадь от Евгеньевской, кристаллический фундамент залегает в недрах последней на 400 м выше, но испытание нескольких зон его разуплотнения не дало притоков нефти, ни газа. Из этого факта и рис. 2 следует, что отсутствие нефти и/или газа в приподнятых блоках и выступах фундамента не означает отсутствия их в опущенных блоках или грабенах фундамента. Кроме того, залежи нефти нередко находятся в кристаллическом фундаменте и при отсутствии их в его осадочном чехле, как, например, на Гашиновском нефтяном месторождении, а также на Еллей-

Игайском и Малоичском месторождениях Западной Сибири, калифорнийском нефтяном месторождении Эдисон и др. Это же относится и к промышленным газовым месторождениям.

Так, в индийском секторе Бенгальского залива, в 160 км южнее Мадраса, открыто газовое месторождение "Пи-Увай-1". Его извлекаемые запасы (около 3,5 млрд м³ природного газа и 185 тыс. м³ конденсата) находятся только в кристаллическом фундаменте, из которого скважины фонтанировали газом с дебитом 360...370 тыс. (м³/сут)/скважина. Газовая зона толщиной 61 м в докембрийских гранитах фундамента приурочена к своду Портоново на хребте, сложенном также кристаллическими породами докембрия и простирающемся с северо-запада на юго-восток через депрессию Транкебар. Эта зона представлена коллекторской емкостью коры выветривания фундамента, в одних местах ее развития обусловленной трещиноватостью, в других — матричной пористостью, в третьих — и тем и другим. Осадочная толща здесь не содержит ни нефти, ни газа и служит лишь непроницаемой покрывной над газовой залежью в кристаллическом фундаменте.

На Южной Суматре три скважины прошли одну и ту же газовую залежь, которая имеет минимальную толщину, равную 500 м, в трещиноватых гранитах на площади не менее 72 км². Из этих гранитов на глубине 2373...2517 м (месторождение Дуриан Мабок) скважины дают 700...736 тыс. м³/сут природного газа и 22 м³/сут конденсата на штуцере 23 мм при открытом стволе длиной 144 м. Эта гигантская газовая залежь продолжается и на месторождение

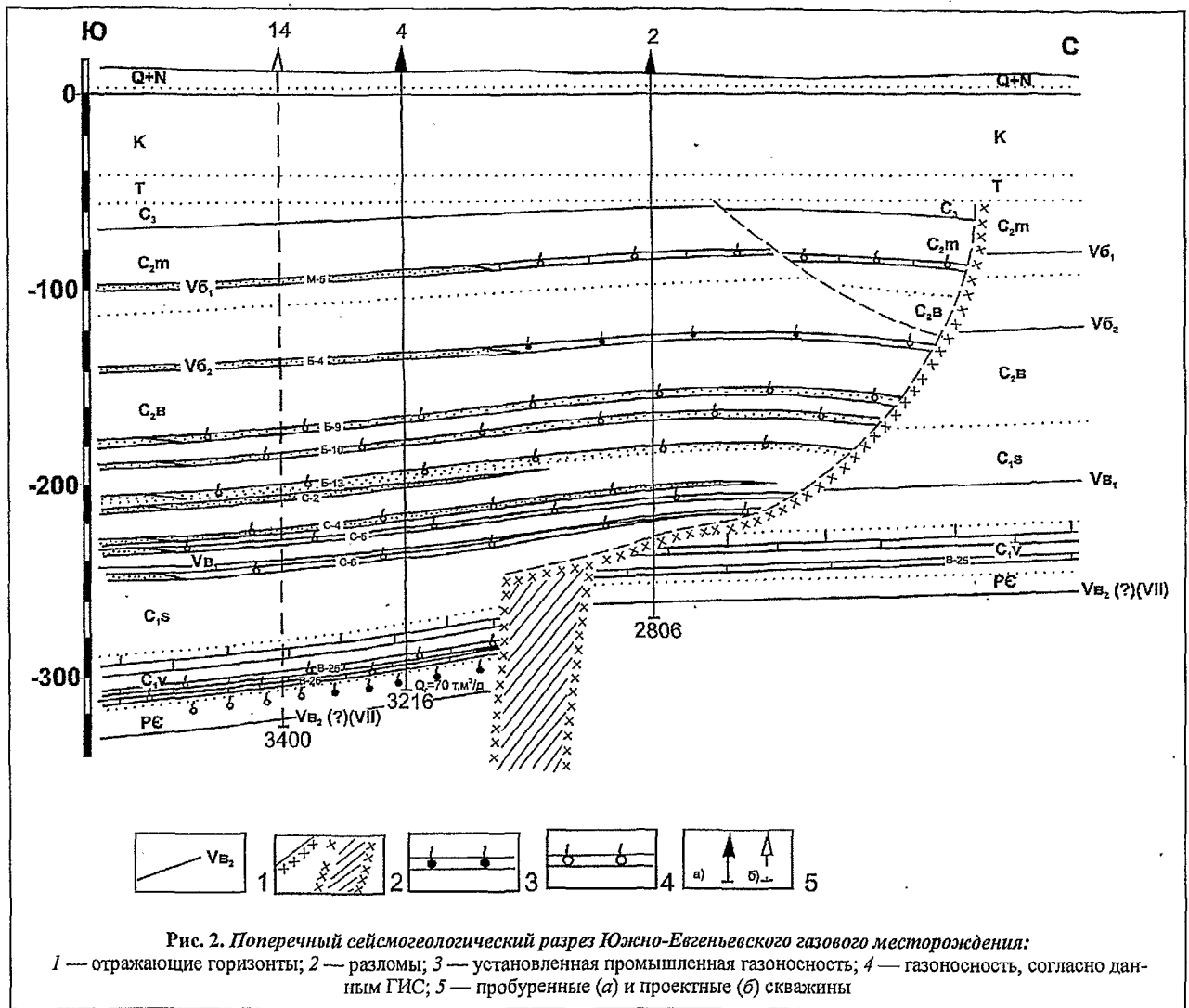


Рис. 2. Поперечный сейсмогеологический разрез Южно-Евгеньевского газового месторождения:

1 — отражающие горизонты; 2 — разломы; 3 — установленная промышленная газоносность; 4 — газоносность, согласно данным ГИС; 5 — пробуренные (а) и проектные (б) скважины

Субан, находящееся в 8 км северо-восточнее, характеризуется не меньшей толщиной газоносной верхней зоны фундамента, содержит нефть (12...27 т/сут) плотностью 823 кг/м³ на небольшой глубине в песках миоцена, природный газ (1,64 млн м³/сут на штуцере 25,4 мм) и конденсат (59 м³/сут) в базальном третичном известняке толщиной 155 м, опробованном через три участка перфорации обсадной колонны в интервале 2121...2203 м.

Ни одна из скважин, пробуренных на месторождениях Субан и Дуриан Мабок, еще не встретила газонасыщенного контакта в кристаллическом фундаменте, а нижняя граница его газонефтеносности здесь не установлена из-за неадекватной пока глубины бурения. Сейчас уточняется строение обоих месторождений сейсморазведкой 3D. Интерпретация материалов сейсморазведки и бурение других скважин могут объединить эти месторождения в одно — Субан-Дуриан Мабок — длиной более 20 км, которое станет основным при дальнейшем росте газодобычи на Южной Суматре. Правда, в природном газе и из кристаллического фундамента, и из осадочной толщи содержатся 5,5 % CO₂, но довести его до товарной кондиции (5,0 % CO₂) очень легко [3].

Среди 50 месторождений нефти, конденсата и газа на северном борту ДДв одно (Снежное) содержит залежь природного газа в юрских песчаниках на глубине 800...870 м, 32 имеют нефтяные и/или газовые залежи в песчаниках среднего и нижнего карбона, 15 — залежи такого же состава и в песчаниках карбона, и в кристаллическом фундаменте (Безплодовское, Белозерское, Добропольское, Западно-Скворцовское, Золочевское, Кадницкое (по данным ГИС), Каравановское, Кияновское, Коробочкинское, Мерчиковское, Огульцевское, Островерховское, Чернетчинское, Южно-Евгеньевское и Юльевское), а два месторождения (Гашиновское и Хухринское) содержат только залежи нефти и только в фундаменте.

Здесь из осадочной толщи скважины на штуцерах 4...10 мм дают от 4 до 259 м³/сут нефти с глубины от 3037 до 4188 м или от 8,8 до 800 тыс. м³/сут природного газа на штуцерах 4...18 мм и от 1,2 до 71,5 м³/сут конденсата в интервале 1738...4697 м. Абсолютно свободный дебит природного газа, равный 1550 тыс. м³/сут, получен в скв. 100 — Коробочкинской из верхневизейских песчаников в интервале 3092...3117 м. Нефтегазоносность фундамента и его коры выветривания установлена на глубинах от 3135

до 4041 м, откуда на штуцерах 4...12 мм скважины дают 18...350 м³/сут нефти, 8...206 м³/сут конденсата и от 3...10 до 622 тыс. м³/сут природного газа. Абсолютно свободные дебиты природного газа, равные 2768 и 2879 тыс. м³/сут, получены из кристаллического фундамента соответственно в скв. 2 — Юльевской (интервал 3468...3670 м; кровля фундамента на глубине 3464 м) и скв. 71 — Юльевской (глубины 3482...3497 м; кровля фундамента на глубине 3477 м).

На северном борту ДДв верхняя часть кристаллического фундамента содержит залежи нефти и газа до глубины 336 м, а нефтегазопроявления отмечены до глубины 760 м ниже кровли фундамента. И это, наверное, нельзя считать границей промышленной газонефтеносности, если иметь в виду размещение флюидоносных зон разуплотнения в кристаллическом фундаменте других геологических провинций. Например, гранитный фундамент, на который на месторождении Зейт-Бэй (Египет, Суэцкий залив) приходится треть его запасов, 60 % скважин и их дебиты от 110 до 1440 м³/сут нефти, рассеян на разных глубинах дайками аплита, диабаз, лампрофира и микросиенита позднепротерозойского возраста, обладает высокой пористостью в одних интервалах глубин и низкой в других благодаря неотектонической трещиноватости и неодинаковой природе минералов эпигенетического цемента [3], что, в общем, похоже на чередование плотных и неплотных зон в нефтегазоносном кристаллическом фундаменте Юльевского месторождения (рис. 3).

Аналогичная картина установлена в регионально нефтегазоносном кристаллическом фундаменте морских осадочных бассейнов Вьетнама — Куу Лонг, Меконг и Нам Кон Сон. Здесь на месторождении Баш Хо (155 млн т нефти и 37 млрд м³ газа) все

поры (средним диаметром 0,1 мм), микрокаверны (1...10 мкм), каверны (от 50 мкм до 1 мм, иногда до 1 см) и трещины (шириной от 2 мкм до нескольких миллиметров) фундамента заполнены нефтью, но поровая емкость преобладает в верхней, прикровельной, части гранитоидного фундамента, а каверново-трещинная — на большей глубине и преимущественно в связи с разломами. На долю каверново-трещинных зон приходится 85...90 % разреза фундамента на месторождении Баш Хо, где они перемежаются с непроницаемыми зонами, что в одной из самых высокодебитных скважин установлено на глубине 879 м ниже кровли фундамента, согласно керну и данным каротажа. Похожее размещение всех этих зон отмечено в фундаменте на месторождениях Вольф, Дай Хунг (60...80 млн т нефти), Ранг Донг (60...80 млн т), Ронг, Руби, Сю Тю Дьень (32...48 млн т) и Южный Ранг Донг. Дебиты нефти из фундамента достигают 2830 (м³/сут)/скважина, а глубины скважин — 5044 м. Трещиноватый фундамент в бассейнах Куу Лонг, Меконг и Нам Кон Сон пройден 170 скважинами на глубину 1000 м ниже его кровли (на месторождении Баш Хо — на 1500 м), но нижняя граница нефтегазоносности и водонефтяные контакты в фундаменте всех нефтяных месторождений не установлены ни в одном из этих бассейнов [3, 4].

Многочисленная перемежаемость флюидоносных и флюидоупорных зон выявлена даже в разрезе изверженных и метаморфических кристаллических пород Богемского массива по данным скв. КТБ, пробуренной до глубины 8714 м в Оберпфальце (Германия). Одна из наиболее электропроводящих зон находится здесь на глубине около 7000 м, у самой крупной зоны разломов, и характеризуется сильной катаклазированной горных пород, большим содержанием графита и рудных минералов, а также многочис-

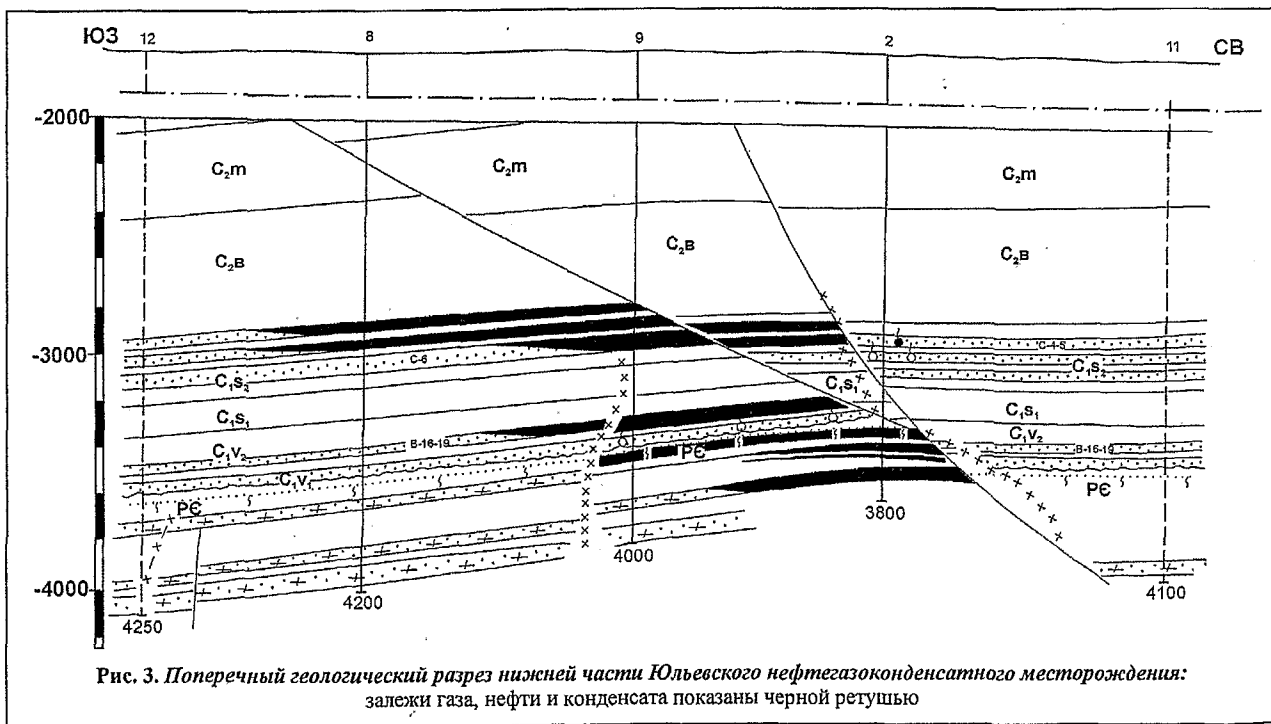


Рис. 3. Поперечный геологический разрез нижней части Юльевского нефтегазоконденсатного месторождения: залежи газа, нефти и конденсата показаны черной ретушью

ленными открытыми порами, частично минерализованными идиоморфными минералами и притоками соленых пластовых вод [5]. А результаты бурения в Татарстане скв. 20000 — Миннибаевской, 20009 — Новоелховской и других указывают не только на широкое развитие в кристаллическом фундаменте разуплотненных зон с плотными зонами между ними на глубинах от 200...300 до 4000 м ниже кровли КФ, но и на увеличение с глубиной толщины (до 200 м) и количества разуплотненных зон. Откачкой глубинными насосами, ИПТ или компрессорами получены притоки минерализованных пластовых вод из фундамента в 30...50 м и даже более чем в 2000 м ниже его кровли [6].

Разрезы скв. 1 — Гравберг и 3СГ — Кольской сложены от земной поверхности и до их забоев только докембрийскими изверженными породами Балтийского щита также с многократно повторяющимися по вертикали и утолщающимися с глубиной разуплотненными флюидоносными зонами разного генезиса и облика, иногда проявляющимися даже поглощениями бурового раствора или обвалами ствола скважины. Скв. 1 — Гравберг, пробуренная до глубины 6710 м на астроблеме Сильянское Кольцо, находится в 240 км северо-западнее Стокгольма (Швеция), и глубинным насосом откачено с ее забоя 15 м³ нефти и 150 т пластовой воды, минерализация которой составляла 150 г/л. Скв. 3СГ — Кольская пробурена до глубины 12261 м в Печенгском районе Мурманской области и в интервале 7004...8004 м вскрыла несколько нефтяных пластов [7, 8]. Конечно, в Украине пока нет возможности бурить такие глубокие скважины для изучения и оценки промышленной нефтегазоносности кристаллического фундамента, но для поиска в нем продуктивных зон можно было бы использовать в опытным порядке более доступные, менее дорогие и уже апробированные в зарубежье методы — сейсморазведку 3D и 4D, вертикальное сейсмическое зондирование (ВСЗ) и т. д.

Кстати, уже данные бурения, каротажа, анализа керна и освоения 10 скважин, в которых дебит нефти составляет 405...1160 м³/сут на месторождении Клэйр (635 млн т нефти в фундаменте и его чехле) Западно-Шетландского бассейна, свидетельствовали о неоднородности поровой, каверновой и трещинной нефтенасыщенной емкости в осадочной толще и кристаллическом фундаменте, но только проведенная позже сейсморазведка 3D и интерпретация ее результатов позволили надежно закартировать трещины и разломы, обуславливающие высокодебитность нефтяных скважин и отдельных участков нефтегазовых залежей в фундаменте и его чехле [3]. А благодаря применению сейсморазведки 4D аналогичные результаты достигнуты на многих нефтяных и газовых месторождениях Мексиканского залива, включая и такой гигант, как Юджин-Айленд-330, где накопленная добыча, составляющая более 160 млн т нефти, конденсата и природного газа, намного превышает их подсчитанные извлекаемые запасы в плейстоценовых песках, из которых и до настоящего

времени осуществляется нефтегазодобыча. На этих месторождениях с помощью сейсморазведки 4D стало, кроме того, впервые четко видно на фотовременных разрезах специального вида, по каким дизъюнктивным каналам проницаемости и с какой интенсивностью подпитываются водонефтегазовыми флюидами снизу, из глубинных недр, нефтяные и газовые залежи, истощенные в процессе их разработки [9].

Прогноз же и оценка флюидоносности кристаллического фундамента с выделением в нем, как и на Юльевском месторождении, пластообразно разуплотненных и плотных зон возможны на основе получения высокоразрешенных динамических разрезов ВСЗ с восстановленными значениями эффективного коэффициента отражения и их последующего обращения в разрезы акустических жесткостей. Эту модификацию ВСЗ целесообразно добавить в рациональный комплекс ГИС для прогноза разреза и зон разуплотнения кристаллического фундамента, ведь в ЮжВНИИгеофизике (Баку) при забое скв. 1СГ — Саатлинской (проектная глубина 15 км) на глубине 8,2 км определено по данным ВСЗ, что разуплотненность еще не разбуренного интервала 9,0...9,2 км соответствует акустической жесткости только газонасыщенного объекта в мезозойском вулканическом фундаменте Куринской впадины.

Есть все основания полагать, что на северном борту ДДв месторождения нефти и газа могут быть открыты и на гораздо меньших глубинах. Об этом свидетельствует следующее. Так, например, согласно данным о залегании в фундаменте газа на глубине 379...383 м на Азовском месторождении Ростовской области, а нефти в интервале 676...702 м в месторождении Эдисон (Калифорния), нефтяные и газовые залежи следует искать и в той огромной части северного борта, где кристаллический фундамент залегает на глубине 300...1000 м. Аналогичный вывод справедлив также для третичных, меловых, юрских и пермо-триасовых отложений: в Днепровском грабене ДДв юрские песчаники промышленно газоносны на глубинах 840...880 и 1300...1313 м на Бельском, Рыбальском и Солоховском месторождениях (нефтеносны на Юрьевском), триасовые — на Краснопоповском (400...500 м), Сагайдакском (700 м), Радченковском (900...970 м), Бельском, Качановском, Руновцинском, Рыбальском, Северо-Голубовском, Шебелинском, а верхнепермские — на Бригадировском (350...700 м) месторождении.

Меловые и третичные отложения, находящиеся в водонапорной артезианской системе над Ростовским выступом Украинского щита, промышленно газоносны на Азовском, Екатериновском, Зерноградском, Куцевском, Новомихайловском, Ростовском, Синявском и Тузовском месторождениях Ростовской области, а сарматские породы на водообменных участках склона Приазовского кристаллического массива, — на Приазовском газовом месторождении Запорожской области. Глубина залегания промышленных газовых скоплений в этих отложениях

составляет 83...1000 м и более. На этих глубинах осадочная толща и кристаллический фундамент северного борта ДДв также являются активно водообменной зоной. В Америке же давно выявлены и разрабатываются при активно водонапорном режиме такие гиганты моноклинального строения, как Милк-Ривер (255 млрд м³ газа, глубина 300...600 м) и Дип-Бейсн (12,5 трлн м³; 610...6000 м) в Канаде; Хьюгтон-Панхендл (223 млн т нефти и 2 трлн м³ газа; 958...1525 м) и Ист-Техас (822 млн т нефти; 900...1098 м) в США; Боливар-Прибрежное (9,6 млрд т; 300 нефтеносных пластов; 0...1050 м) и нефтяной пояс Ориноко (600 млрд т; ширина 35...92 км, длина 700 км, глубина 0...1200 м) в Венесуэле и др. [10].

Следовательно, северный борт ДДв заслуживает большого внимания. На это указывают достигнутые здесь успехи геолого-разведочных работ на нефть и природный газ. Думается, что новая комплексная программа нефтегазопроисковых работ на северном борту ДДв была бы не менее успешной, чем прежняя [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Принципиально новый объект поисков нефти и газа Украины / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, В.В. Крот, Е.С. Дворянин, П.Т. Павленко, М.И. Пономаренко, Г.Д. Забелло // *Геол. журн.* — 1994. — № 1. — С. 3—18.
2. Небиогенные природные нефти Украины, Китая, Кубы и Северной Кореи / Е.Ф. Шнюков, Дж.Ф. Кенни, В.А. Краюшкин, Э.Е. Гусева, Р.М. Морозова // *Докл. НАН Украины.* — 2001. — № 4. — С. 123—126.

3. Краюшкин В.А. Промышленные нефтяные и газовые залежи в кристаллическом фундаменте континентального шельфа // *Геол. журн.* — 1999. — № 1. — С. 9—14.
4. Reservoirs in fractured basement on the continental shelf of Southern Vietnam / E.G. Areshiev, Tran Le Dong, Ngo Thuong San, and O.A. Shnip // *J. of Petroleum Geology.* — 1992. — Vol. 15 (4), №10. — P. 451—464.
5. Rauen A., Duyster J., Kontny A. Influence of cracks and ore mineralization on the electrical conductivity: an example from KTB // *Proceedings of the VIIth International Symposium on the Observation of the Continental Crust Through Drilling (April 25—30, 1994, Santa Fe, New Mexico, USA).* — Santa Fe (NM): DOSECC, 1994. — P. 134—137.
6. Основные этапы и результаты исследований кристаллического фундамента Татарстана // *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона* / Р.Х. Муслимов, А.К. Назипов, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, И.А. Чиркин, Н.А. Плотников. — Казань: Новое Знание, 1998. — С. 7—9.
7. Краюшкин В.А. Предпосылки, история и результаты сверхглубокого газопроискового бурения на Сильянской астроблеме в Швеции // *Геол. журн.* — 1991. — № 5. — С. 110—121.
8. Краюшкин В.А. Истинное происхождение, структура, размер и размещение мирового нефтегазового потенциала // *Георесурсы.* — 2000. — № 3 (4). — С. 14—18.
9. Anderson R.N. Recovering dynamic Gulf of Mexico reserves and the U.S. chery future // *Oil and Gas J.* — 1993. — Vol. 91, No. 17. — P. 85—92.
10. К геологии докембрийского нефтегазоносного комплекса в Днепровско-Донецком авлакогене // *Геология в XXI столетии: Пути развития и перспективы* / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, Н.И. Евдошук, Т.Е. Довжок, В.В. Глазун, О.В. Гнатюк. — Киев: Знання, 2001. — С. 323—333.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.834.3.05

ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПМ ВСП С ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКИМ ВОЗБУЖДЕНИЕМ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-ДОНЕЦКОГО ПОДНЯТИЯ (ВОЛНОВОЕ ПОЛЕ, ПАРАМЕТРЫ И СТРОЕНИЕ СРЕДЫ)

Ю.Д. Мирзоян, В.Я. Ойфа, М.Л. Хацкель, О.Д. Драгунов
(ООО «Ингеосейс», ГУГП «Южгеология»)

Рассмотрены возможности поляризационного метода ВСП с виброрсейсмическим возбуждением продольных волн. Показано, что регистрируемое волновое поле образовано совокупностью волн различной природы и типов — продольных, поперечных, обменных и др. Выделенные волны прослежены на вертикальном профиле на основе принципов полярной и поляризационно-позиционной корреляции и использованы для совместной интерпретации. Изучены параметры среды и волнового поля, выполнены структурные построения, выделены локальные объекты в окрестности исследованной скважины, представляющие разведочный интерес, и даны рекомендации.

Possibilities of polarization method VSP with longitudinal wave vibroseismic excitation are discussed. It is shown that registered wave field is formed by set of waves of different nature and types — longitudinal, transversal, exchange and so on. Detected waves are tracked on the vertical profile on the base of polar and polarization-positional correlation and are used for combined interpretation. Environment and wave field parameters are studied, structural constructions are made, local object of reconnaissance value in the vicinity of the studied well are detected and recommendations are given.

Исследования ВСП с виброрсейсмическим возбуждением выполнялись в разных средах и в различных районах Сибири, Поволжья и Предкавказья. Эффективность полученных результатов не всегда оценивалась однозначно. Это объясняется, прежде всего, тем, что не в полной мере использовались возможности наблюдений во внутренних точках среды. Как правило, регистрация упругих колебаний осуществлялась вертикальной Z-составляющей, что не позволяло детально изучить волновое поле, достоверно определить природу и типы регистрируемых волн, исследовать их кинематические и динамиче-