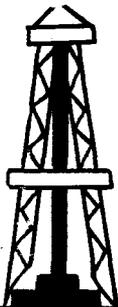


**АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК**



ПРЕПРИНТ 89

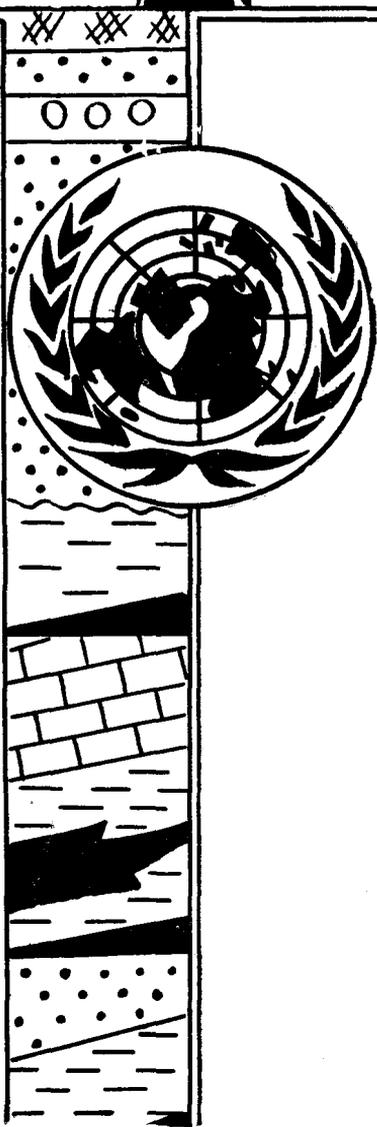
П. Ф. Шпак

**ПРОБЛЕМА
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ
КОМПЛЕКСОВ
ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ**

P. F. Shpak

**A PROBLEM OF OIL AND GAS
PRESENCE WITHIN DEEP — SEATED
SEDIMENTARY FORMATION**

Киев ИГН АН УССР 1989



Препринт 89

П.Ф.Шпак

ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ
КОМПЛЕКСОВ ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
(доклад Международного Семинара ООН по геоло-
гии нефтяных и газовых месторождений и геохи-
мии. Проблемы и перспективы для развивающих-
ся стран)

P.F.Shpak

A PROBLEM OF OIL AND GAS PRESENCE WITHIN DEEP-
SEATED SEDIMENTARY FORMATIONS
(The lecture of the UN International Workshop
on Petroleum Field Geology and Geochemistry.
Problems and Prospects for Developing Countries)

Проблема нефтегазоносности глубоководных комплексов осадочных образований / П.Ф.Шпак - Киев, 1989.- 45 с. (Препринт / АН УССР, Ин-т геологических наук; 89).

Работа посвящена нефтегазоносности больших глубин Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и других регионов мира. На основании научного анализа геотектонических, литологических и геохимических критериев нефтегазоносности сделаны выводы о формировании залежей углеводородов в условиях глубокого погружения, выявлены закономерности их размещения и оценены общие перспективы раздельно на нефть и газ. Настоящая работа рассчитана на ученых и широкий круг геологов и геофизиков производственных организаций.

Ил. 4. Библиограф. 22 назв.

Ответственный редактор Е.Ф.Шнюков

Рецензенты В.Г.Демьянчук, Я.В.Федорин

В последние годы интенсивно развиваются теоретические и экспериментальные исследования в части изучения особенностей нефтегазоносности больших глубин. Чрезвычайная их актуальность определяется истощением запасов верхних горизонтов ранее открытых бассейнов и провинций, сокращением уровня обеспеченности текущей добычи ресурсами и появлением новых возможностей и технических решений при поисках залежей углеводородов /УВ/. Стимулируют названные исследования целый ряд открытых скоплений УВ в глубоководных комплексах отложений фанерозоя. В мире продуктивные горизонты глубже 4000 м вскрыты более чем на 1000 месторождениях. Свыше 130 залежей нефти и газа разведаны в нефтегазоносных регионах СССР /1/. Крупные месторождения, преимущественно газа, выявлены в Пермском /ордовик-девон/, Западном Внутреннем /силур-девон и карбон/ и Мексиканского залива /палеоген-неоген и верхняя юра/ бассейнах США, Аквитанском /неоком и юра/ во Франции, Марокайбском /в. мел/ в Венесуэле, Адриатическом /триас, юра и мел/ в Италии и др. В Пермском бассейне более 20% всех разведанных запасов газа приурочены к глубинам свыше 4500 м. Среди открытых крупных месторождений - Гомез /283 млрд. м³/ и Паккет /184 млрд. м³/ в Пермском бассейне, Лак /249 млрд. м³/ в Аквитанском, Малосса /50 млрд. м³ газа и 48 млн. т. конденсата/ в Адриатическом и др. Из 200 осадочных бассейнов мира с установленной промышленной нефтегазоносностью в 57 залежи УВ установлены на глубинах более 4,0 км /2/. Разведанные запасы в этих интервалах глубин составляют 2,99 млрд. т нефти и 6,2 трлн. м³ газа, а на территории нефтегазоносных провинций и бассейнов древних платформ соответственно 0,046 и 3,6 /3/. Всего выявлено 79% газоконденсатных и газовых скоплений и лишь 21% нефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтегазовых. Продуктивные горизонты на максимальных глубинах установлены в Западном Внутреннем бассейне (8088 м), Пермском (7955 м), Мексиканского залива (7638 м), Центрально-европейском (6775 м), Персидского залива (6000 м), Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции (6000 м) и Днепровско-Припятской (6000 м).

Самая глубокая в мире залежь нефти открыта на месторождении Лейк-Вашингтон, расположенном в дельте р. Миссисипи бассейна Мексиканского залива. Из песчаников неогена в интервале 6536 -6543 м получен приток нефти 26,7 м³/сут и растворенного газа 6,9 тыс. м³/сут. Максимальная глубина газовой залежи установлена на месторождении Милз Ранч во впадине Анадарко / США /. Здесь из нижнеордовикских

карбонатных отложений, слагающих свиту Эленбергер /7912-8088м/ приток газа составил 45,3 тыс.м³/сут. На этом же месторождении в скважине Джеймс-I /6990-730I м/ получен фонтан газа дебитом 1,47 млн. м³/сут. В СССР нефтяная залежь на максимальной глубине выявлена в Терско-Каспийском прогибе (Андреевская площадь). При испытаниях верхнемеловых отложений в интервалах 5613-5685 м и 5730-5800 м получен приток нефти 154 м³/сут.

Проблема нефтегазоносности больших глубин любого региона - это проблема генераторов УВ, коллекторов, флюидоупоров и ловушек, прогнозирование которых должно базироваться на достоверной модели геологического строения и развития. Наиболее высокую разведанность на больших глубинах в мире имеют Пермский и Западный Внутренний бассейны США и Днепровско-Припятская провинция, уступаая лишь по количеству открытых залежей УВ мегабассейну Мексиканского залива /3/. В Днепровско-Донецкой впадине /ДДВ/ являющейся основной газонефтеносной областью Украины, из общего количества 149 месторождений нефти и газа на глубинах свыше 4500 м разведано 36 и более 5000 м - 17 / рис. 1 /. Промышленный приток нефти из наиболее глубокого горизонта получен в скв. 2 Карайкозовского месторождения, где из серпуховских отложений при опробовании интервала 4981-5018 м дебит легкой нефти достиг 94 м³/сут. Пластовое давление в залежи равно 55 МПа, температура 124°С. В нижнем визе Камышлянской площади встречена самая погруженная залежь газа. При испытании скв. 488 /5848-6057 м/ приток газа составил 32 тыс. м³/сут.

Днепровско-Донецкая газонефтеносная область, Пермский и Западный Внутренний бассейны приурочены к крупным геотектоническим элементам, сформировавшимся в теле соответственно Восточно-Европейской и Северо-Американской древних платформ. Характерным для них являлось развитие на начальном этапе по типу рифтогенных структур /4/.

Известно, что рифтогенез в разное время сформировал протяженные линейные грабен-авлакогены и раздвиговые дислокации, которые свойственны всем основным типам геотектонических областей планеты /древние платформы, переходные области между платформами и подвижными поясами, срединные океанические зоны и др./ 5/.

Формирование рифтогенов происходило в результате пульсационного расширения и сжатия подкорового субстрата /6,7/, обусловивших валлообразное воздымание и утонение литосферы, проникновение в нее по древним сверхглубинным разломам горячих астеносферных диапиров / 8,9 /. Воздействие мантийных диапиров определило се-

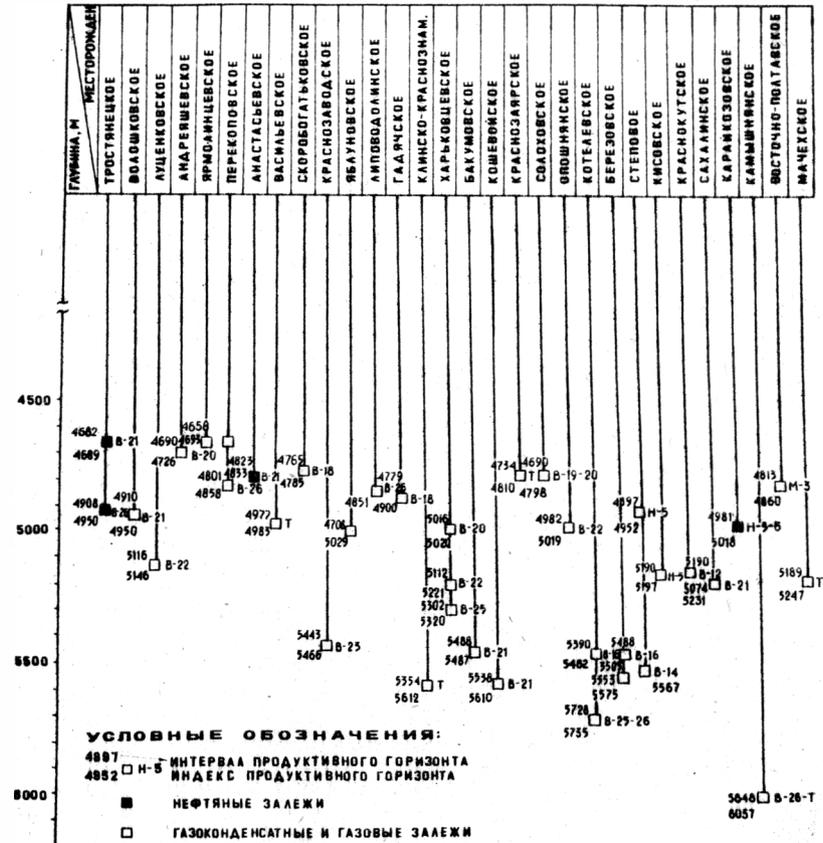


Рис. 1 Распределение глубокопогруженных (около 5000 м и более) залежей нефти и газа в разрезе ДДВ.

диментационный и инверсионный режимы бассейнов осадконакопления. Рифтогенез протекал в условиях мощного накопления терригенных, карбонатных, эффузивных и эвапоритовых образований, повышенного по сравнению с типично платформенными регионами интенсивных тектонических движений, развития множества разломов и трещин, глубоких впадин и поднятий и усиленного теплового потока.

Установлено, что практически все крупные платформенные рифтогенные впадины нефтегазоносны /10/.

Днепровско-Донецкая впадина, впервые выделенная В.К.Гавришем как Днепровско-Донецкий рифт /II, I2/, является частью Сарматско-Туранского линеймента и классическим примером внутриматерикового рифтогенеза. Высокая степень изученности глубокопогруженных комплексов ДДВ, по сравнению с другими нефтегазоносными регионами мира, позволяет наиболее достоверно разработать модели геологического строения, нефтегазообразования и нефтегазонакопления и установить закономерности пространственного размещения залежей УВ. ДДВ включает склоны / борта впадины / Украинского щита и Воронежской антеклизы, сложнопостроенный Днепровский грабен, занимающий центральное положение, и выполнена образованиями среднего-верхнего девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя. В грабене выделяются приосевая, северная, южная и прибортовая зоны, а также поперечные тектонические структуры — Черниговско-Брагинский выступ, Днепровский грабен и зона сочленения с Донецким складчатом сооружением. Положение границ поперечных структур требует уточнения. В ДДВ следует выделять наиболее приподнятый Брагинско-Лоевский выступ, а границу зоны сочленения проводить северо-западнее распространения открытых палеозойских структур /13/. В магнитном поле ДДВ прослеживается Орехово-Павлоградская, Криворожско-Кременчугская и др. раннепротерозойские зоны, которые представляют собой самостоятельные складчатые дорифейские поперечные структуры типа геосинклинальных трогов /14/.

Сложнопостроенный Днепровский грабен протягивается от Брагинско-Лоевского выступа на расстоянии более 700 км в сторону Складчатого Донбасса. Ширина грабена изменяется от 60-80 км на северо-западе до 130-140 км на юго-востоке, а глубина погружения дорифейского фундамента на юго-востоке достигает 20-22 км. Характерной чертой строения фундамента является продольные и поперечные разрывы по которым происходит его ступенчатое погружение в направлении Донбасса и осевой части и соответственно увеличение мощностей осадочного чехла.

По данным В.Б.Соллогуба /1985 г / на территории Днепровского грабена поверхность астеносферного слоя имеет форму синклинали. Максимальная толщина литосферы отмечается в центральной части грабена - 1200-250 км и уменьшается до 100-150 км в зоне сочленения и в районе Припятского прогиба.

Толщина земной коры в пределах осевого грабена изменяется от 30 до 40 км против 40 - 45 км и более на сопредельных участках /14/. Раздел Мохо здесь образует антиклинальную форму рельефа со сводом в виде узкого эллипса неправильной формы. Минимальная глубина поверхности Мохорвичича фиксируется юго-восточнее Солоховско-Матвеевского вала.

Следует указать, что в Донецкой складчатой области мощность земной коры достигает уже 45-50 км, практически отсутствует "гранитный" слой, поверхность дорифейского фундамента находится на глубине 25 км, коро-мантийный слой имеет минимальную толщину 4-5 км. Структура земной коры Донецкого складчатого сооружения больше соответствует модели геосинклинальных областей /15 /.

Сложной представляется строение докембрийского фундамента грабена с многообразием его тектонических форм /16/. Среди них отличающиеся по размерам впадины и выступы, осложненные нарушениями разной амплитуды и ориентировки. Прибортовые части грабена отделяются от бортов краевыми разломами с амплитудой от первых сотен метров в северо-западной части до 2-3 км в юго-восточной. Глубина погружения фундамента прибортовых впадин изменяется в пределах от 2,5 км до 8 км. Юго-восточнее Липоводолинского и Гнединцевского выступов локальные впадины приобретают субмеридиональную ориентировку, имеют в подавляющем большинстве распливчатые очертания и проявляются в виде ложбин.

Приосевая зона грабена представляет собой наиболее погруженную часть фундамента ДДВ. На ее северо-западе располагаются небольшие по размерам Михайло-Кошобинская, Скоренецкая, Нежинская, Ичнянская и Парафиевская впадины /глубина фундамента - 5-7 км/. Юго-восточнее распространены обширные депрессии - Сребненская /50x30 км/, Лютенская /80x32 км/, Солоховско-Полтавская /75x60 км/, Распашновско-Мироновская /100x50 км/ и Камышевахская /75x42 км/ /П.Ф.Шпак, М.Г.Манюта, Г.И.Каледин, 1983/. Максимальная глубина погружения фундамента в депрессиях достигает соответственно: 8,5; 10,75; 13,75; 17,25; 20 км.

Сложное строение докембрийского фундамента, возникшее благодаря дифференцированным движениям отдельных его блоков в сочетании с галокинезом, привело к образованию разнообразных по морфологии и размерам структур осадочного покрова грабена /впадины, валы, брахиантиклинали, открытые и закрытые соляные купола и др./.

Так, в числе основных структур осадочного чехла приосевой

зоны грабена выделяются крупные впадины /Сребненская, Лютенская, Шиловская, Ордановская, Северо-Машевская, Григорьевская и др./ и протяженные валообразные поднятия /Глинско-Розбышевский, Солоховско-Матвеевский, Чутово-Ефремовский и др./. Следует отметить, что валы имеют резко очерченные формы и представляют относительно узкие, разной протяженности, положительные тектонические элементы, объединяющие в цепочки ряд локальных структур. Зачастую структуры чередуются с соляными штоками, осложняющими их как в центральной, так и в периклинальных частях. Геофизическими исследованиями и буровыми работами установлено восемь главных валов: Яблуновско-Семереньковский /66 км/, Радченковско-Малосорочинский /40 км /, Глинско-Розбышевский /50 км/, Солоховско-Матвеевский /60 км/, Гоголевско-Абазовский /35 км/, Котелевско-Березовский /60 км/, Чутово-Ефремовский /92 км/ и Машевско-Беляевский /148 км/. Количество локальных структур в пределах одного вала изменяется от двух /Радченковско-Малосорочинский/ до семи /Машевско-Беляевский/. Валы в большинстве случаев имеют солянокупольную природу.

Соотношение структурных планов депрессий фундамента и осадочного чехла представляется исключительно сложным и требует дальнейшего изучения. Депрессиям и их склонам соответствует как отрицательные, так и положительные структурные формы осадочного покрова. На склонах Лютенской депрессии располагаются Глинско-Розбышевский и Яблуновско-Семереньковский валы, а ее центральную часть занимает одноименная впадина.

В Солоховско-Полтавской депрессии простирается Солоховско-Матвеевский вал, западные части Чутово-Ефремовского и Машевско-Беляевского, а на ее склонах - Котелевско-Березовский и Гоголевско-Абазовский. Между валами размещаются Шиловская, Ордановская и Северо-Машевская впадины. На территории Распашновско-Мироновской депрессии располагались Чутово-Ефремовский и Машевско-Беляевский валы. Отрицательными структурами этой депрессии являются Григорьевская, Хорольская, Берестовеньковская и др. В пределах Камышеватской депрессии развиты крупные положительные локальные палеозойские структуры Зоны сочленения и ряд впадин.

Днепровский грабен может рассматриваться как структура, сравниваемая по своему генезису с Красноморским рифтом, сформировавшимся в результате раздвига Аравийской и Африканской плит /Альфред Дж. Фишер, 1978 г., Л.П.Зоненшайн, А.С.Монин и О.Г.Сорохтин, 1981г и др./. Отличие состоит в том, что возникновение рифта Красного

моря в ходе растяжения континентальной литосферы сопровождалось раздвигом морского дна и появлением в его осевой части земной коры океанического типа. В Днепровском грабене рифтообразование, которое началось, по-видимому, в рифее, завершилось лишь утонением континентальной коры, как это произошло, например, в Рейнском грабене. Тектоническое утонение литосферы в ДДВ вызвало множество разломов и появление крутых обрывистых бортов, которые разрушаясь, поставляли огромное количество обломочного материала. С образованием и развитием глубинных разломов связана и интенсивная вулканическая деятельность. Эвапориты верхнего девона свидетельствуют о затрудненном сообщении Днепровского бассейна с открытым морем.

До сих пор остается не до конца решенным вопрос времени заложения ДДВ. Еще в начальный период развития поисково-разведочных работ в ДДВ В.Б.Порфирьев, В.Г.Бондарчук, а несколько позже М.Л.Левенштейн и М.И.Бородулин высказали предположение о наличии в основании осадочного чехла юго-восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена рифейских и нижнепалеозойских отложений. На основании анализа результатов проведенных геофизических исследований /КМПВ и ГСЗ/ в 1975-1977 годах группой ученых /17,18/ были сделаны выводы о развитии юго-восточнее меридиана Полтавы асимметричного, расположенного внутри герцинского, узкого рифейского грабена. Ширина его в 1,5-2 раза меньше герцинского, а предполагаемая мощность рифейско-нижнепалеозойских отложений около 10 км. В настоящее время В.Б.Соллогуб /15/ выделяет рифейскую рифтовую зону, простирающуюся от вала Карпинского до Криворожско-Кременчугской зоны разломов. Далее рифейская структура изменяет свое направление на широтное /Овручская впадина/. Герцинская рифтовая зона перекрывает рифейскую и продолжается на северо-запад. Рифейский и нижнепалеозойский возраст пород предположительно устанавливается исходя, главным образом, из значительной мощности отложений ДДВ и развития рифейских авлакогенов на территории Восточно-Европейской платформы /Волыно-Оршанский, Пачалмский, Прикаспийский и др. /14,15/. Последние образовались в авлакогенную стадию развития платформы /4/. Допускается возможность срастания рифейских грабенов ДДВ и Прикаспийской впадины /14/.

Наиболее древними образованиями ДДВ, по данным бурения, являются среднедевонские и раннефранские терригенно-карбонатные отложения, которые установлены в грабене и на бортах северо-за-

падной части впадины и на участках Белоцерковского и Новотроицкого выступов. Терригенно-карбонатные, вулканогенные и эвапоритовые позднефранско-фаменские отложения контролируются системой глубинных разломов, ограничивающих грабен. В грабене широко распространены все стратиграфические единицы карбона. В то же время на бортах впадины, архей-протерозойский фундамент перекрыт, главным образом, верхневизейскими осадками, а на крайнем юго-востоке турнейскими.

В позднем девоне произошла регенерация погребенного рифейского грабена-авлакогена путем быстрого /скорость опускания в девоне 100-180 м/млн.лет / и глубокого погружения земной коры в сравнительно непродолжительное время и заложение герцинского. Постепенное охлаждение под рифтовой зоной верхней части мантии и нижней коры обусловило уплотнение вещества, сокращение мощности, погружение более широкой территории и образование надавлакогенового прогиба - ДДВ /7/.

Пространственное размещение палеозойских стратиграфических комплексов, вещественный состав отложений и развитие древнего рифейского грабена-авлакогена позволяют выделять четыре основных этапа эволюции ДДВ:

- раннеавлакогенный /рифей-раннепалеозойское время/
- переходный /среднедевонско-раннефранское время/
- позднеавлакогенный /позднефранско-фаменское время/
- синеклизный /последевонское время/.

На переходном этапе происходило накопление терригенно-карбонатных отложений, а в позднефранское и раннефаменское время /позднеавлакогенный этап / еще и значительных мощностей эвапоритов и вулканогенных образований.

Девонские отложения отличаются резким изменением мощностей пород, пестротой и разнофациальностью. Они отлагались в условиях лагунных, морских /прибрежно-морские, мелководно-морские, континентально-морские/ и континентальных фаций и представлены терригенными, глинисто-карбонатными, соленосными и эффузивными отложениями. По данным К.Ф.Радионовой и С.П.Максимова /1981 г./ глинисто-карбонатные осадки девона формировались с живецкого века в мелководных условиях лептохлоритово-сульфидной и сидеритово-сульфидной геохимических фаций. В.А.Хоменко /1964 г./ указывает на присутствие включений пирита, углестого и битуминозного вещества в прибрежно-морских и мелководно-морских отложениях фамена, что

говорит о восстановительной обстановке. В породах девона превалирует сапропелевый тип органического вещества (ОВ). Его содержание изменяется от 0,7 до 4%, а битумный коэффициент колеблется от 4 до 10%. На участках образования соли и развития эффузивов процесс накопления ОВ прекращался, снижая тем самым генерационный потенциал девона.

В последевонское время на синеклизном этапе развития впадины, происходило накопление максимальных мощностей каменноугольных терригенных и глинисто-карбонатных отложений платформы. Полный разрез карбона отмечается в грабене и лишь в турнейское, поздне-визейское и башкирское время осадки формировались в пределах бортов впадины. Каменноугольные толщи образовывались в относительно глубоководных, мелководных и прибрежно-морских и континентальных условиях. Геохимическая обстановка на протяжении турнейского, визейского, серпуховского и башкирского времени была восстановительной, слабовосстановительной и субконтинентальной. В турнейских и нижневизейских отложениях ОВ, в основном, сапропелевого типа, а в верхневизейско-серпуховских - преимущественно гумусового. На юго-востоке впадины в турне и в нижнем визе увеличивается содержание гумусового ОВ /Галактионова Н.М., Проскуракова Е.Б., 1973г./ Количество ОВ в нижнем карбоне составляет 0,5-4%. Битумный коэффициент изменяется в пределах 2-4% и более. Отложения башкира характеризуются гумусовым ОВ, содержание которого изменяется от 0,2 до 3%.

Как в ДДВ, так и в других регионах мира, на максимальных глубинах достигнутых скважинами наблюдается относительно высокие содержания РОВ. Так, в нижнепалеозойских отложениях прогиба Делавэр /гл. 7383-7394 м, скв. 7 - Университи/ оно изменяется от 2,89 до 5,27%, во впадине Анадарко /гл. 7944-9247 м, скв. Берта Роджерс/ - 0,27-4,38% /С.Н.Симаков и др., 1982г./, на юге Западной Сибири в силуре 3,6% /гл. 4591м/, в отложениях карбона Прикаспийской впадины /гл. 5250-5400 м/ - 1,5-6,1% /С.П.Максимов, В.П.Строгонова и др., 1980 г./.

Наиболее изученный каменноугольный комплекс отложений приосевой зоны впадины в районе Чернигов-Полтава находится на стадии градации МК₁-МК₂ и частично МК₃-МК₄, а на территории юго-восточнее Полтавы - МК₁-МК₅ и апокатагенеза. В свою очередь девонские образования на участке Чернигов-Ичня характеризуются МК₁-МК₅, а к юго-востоку они располагаются в зонах МК₃-МК₅ и апокатагенеза.

Катагенез пород и ОВ одновозрастных горизонтов в общем повышается в сторону приосевой зоны и с северо-запада на юго-восток грабена, что обусловлено региональным метаморфизмом. Однако широко развитый галокинез и наличие палеотемпературных аномалий обусловили значительные отклонения на больших глубинах постдиагенетических преобразований пород и ОВ от указанных закономерностей.

В пределах ДДВ на горизонтальном срезе 5000м /рис. 2/ выделяются северо-западная зона повышенного катагенеза /МК₃-АК₂/, юго-восточная /Харьковская/ зона высокого катагенеза /МК₄-АК₃/ и центральная катагенетическая зона /МК₃/ /19/. Высокий катагенез пород фиксируется в районах глубинных разломов, характеризующихся в геологическом прошлом высокими тепловыми потоками.

Расчеты, произведенные В.И.Дядько и М.М.Митником /1985 г./ показывают, что конвективный перенос тепла здесь достигает величин почти вдвое превышающий его кондуктивную передачу.

В девоне, нижнем карбоне и башкире на большей части впадины в общем существовали благоприятные обстановки, способствовавшие накоплению, сохранению и катагенетическому преобразованию ОВ. Это позволило многим исследователям, точку зрения которых разделяет автор настоящей работы, выделять главные турнейско-нижневизейский и верхневизейско-серпуховский, а также девонский и башкирский нефтегазогенерирующие комплексы.

В качестве генераторов УВ рассматривается глинисто-карбонатные толщи преимущественно морского, прибрежно-морского, лагунного и озерного генезиса девона и карбона Прикаспийской провинции, силура, девона и карбона Тимано-Печерской, нижнего палеозоя Западного Внутреннего и Пермского бассейнов, силура бассейна Персидского залива, южной части Западно-Сибирской суперпровинции, Алжирской части Сахаро-Восточно-Средиземноморского бассейна и др., юры бассейна Мароканбо, Аквитанского бассейна, неоген-палеогена Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции и др.

Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений находится в прямой зависимости от наличия коллекторов и флюидоупоров. На протяжении продолжительного времени существовало представление, что в результате регионального эпигенеза с глубиной ухудшаются емкостно-фильтрационные свойства коллекторов (редукция порового пространства песчаных образований) и качество флюидоупоров /переход пелитоморфных пород в трещиноватые разности/.

Ошибочность названных прогнозов подтверждает открытие в ДДВ на глубинах 4-6 км в терригенных и карбонатных коллекторах, экра-

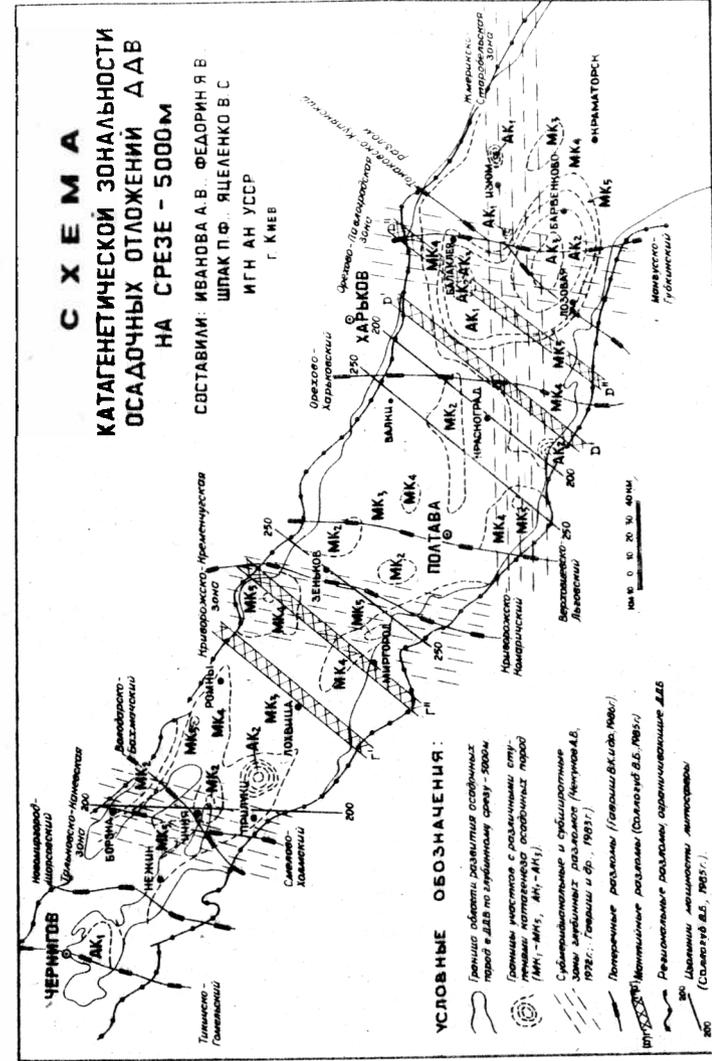


Рис. 2

нируемых глинисто-карбонатными флюидоупорами, ряда залежей нефти, газоконденсата и газа. Высокими емкостными и фильтрационными свойствами характеризуются песчаные горизонты турне Яблуновского месторождения / скв. 2,3 гл. 5000 м, пористость 10-17%, проницаемость $300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, дебит до 1400 тыс. м³/сутки газа /, кря Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции /гл. 5000 м, пористость 10%, проницаемость до $300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, кря месторождения Булла-Море Южно-Каспийской провинции /гл. 5800 м, пористость 18%, проницаемость $100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ /, мела свиты Тускалуза месторождений Фолз-Ривер, Мур-Семз, Пор-Хадсон мегабассейна Мексиканского залива /гл. 6075 м, пористость до 27%, проницаемость $1290 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, дебит отдельных скважин 1600 тыс. м³/сутки газа, пластовое давление 130-140 МПа /3/.

Глубокопогруженные органогенные известняки нижнепермско-среднекаменноугольного возраста Астраханского, Карачаганакского и др. месторождений Прикаспийской впадины имеют пористость 4-14% и проницаемость $600 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатные породы кря во внутреннем Солёном бассейне /свита Смаковер, гл. 4800-6750 м/ соответственно 18-28% и $1000 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Если силурийские песчаники Пермского и Западного Внутреннего бассейнов имеют низкую пористость /2-5%/, то доломитизированные известняки кембро-ордовика свиты Элленберг и Арбюк содержат коллектора, пористостью до 10% и проницаемостью $120-1000 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ /гл. 7200 м/. Около 11% составляет пористость пластов залежи УВ на максимальной глубине (8088 м) в Западном Внутреннем бассейне /3/.

Продуктивные горизонты больших глубин отличаются вторично-порвыми и трещинно-кавернозными, реже трещиноватыми коллекторами. По данным А.Е.Лукина /1977, 1986г.г./ в формировании коллекторов на больших глубинах решающее значение имеют процессы гипогенно-эпигенетического разуплотнения, связанные с внедрением высоконапорных глубинных флюидов /20/. Основными из них являются естественный гидроразрыв пласта и сопутствующая тектоническая трещиноватость, выщелачивание карбонатных компонентов вследствие исходно высоких парциальных давлений углекислого газа в флюидах, каолинизация, выщелачивание кварца за счет высокого щелочного резерва глубинных флюидов после их дегазации. По нашему мнению, не менее важную роль в процессах образования полезной емкости коллекторов играют неравномерность катагенетических преобразований /19/ и консервирующее влияние УВ. Последние существенно замедляют процессы

вторичного преобразования коллекторов. Положительно влияют на формирование пустотного пространства пород АВИД.

Вторичные новообразования /стилолитоподобные разрывы, зоны интенсивного выщелачивания/ характерны для продуктивных горизонтов Котелевского, Яблуновского, Абазовского месторождений ДДВ, карбонатных резервуаров Карачаганского и Тенгизского Прикаспийской впадины.

Далеко не всегда катагенетически обусловленная последовательность изменений литофизических свойств глинистых образований /глины-аргиллиты/ в связи с увеличением трещиноватости ведет к необратимой потере экранирующих свойств (А.Е.Лукин, 1986г./.

Изучение литофизических свойств нетрещиноватых аргиллитов Яблуновского, Березовского и др. месторождений ДДВ /давление прорыва до 10-12 МПа, абсолютная газопроницаемость менее $1 \cdot 10^{-20} \text{ м}^2$ / показало, что они могут экранировать газовые залежи с давлением значительно выше гидростатических. Трещиноватые аргиллиты с проницаемостью $1,2 \cdot 10^{-5} - 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ удерживают залежи газа с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим /Шилип Я.А., Даниленко В.А., Поляков В.И., 1983 г./.

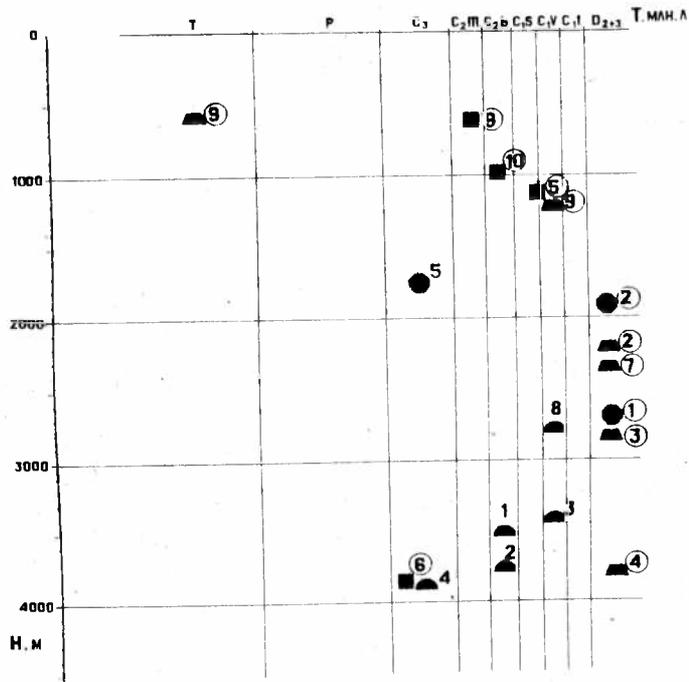
С ростом мощностей флюидоупоров увеличивается их качество, что объясняется затуханием сквозной трещиноватости и снижением трещинной проницаемости. На грациях катагенеза $\text{MK}_5\text{-AK}_3$ появляются экранирующие свойства у пелитоморфных известняков и чистых ангидритов.

В зависимости от положения в разрезе глинистых, галогенных и других флюидоупорных толщ в соотношениях с интервалами коллекторов выделяется девонский, турнейско-нижневизейский, верхневизейско-серпуховский, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский и триасово-юрский нефтегазоносные продуктивные комплексы.

В ДДВ залежи УВ находятся в газовой, жидкой и твердой физических фазах. Нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи УВ распространены преимущественно в северо-западной части впадины, а газовые и газоконденсатные в юго-восточной. С северо-запада на юго-восток увеличивается содержание метана в газе до 94-95%, а в газоконденсатных системах снижается количество жидкой фазы от $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и выше на Чалаалаевском, Анастасьевском и Коржевском месторождениях, до $14 \text{ см}^3/\text{м}^3$ на Шебелинском. На глубинах 4000-4500 м нефтяные залежи северо-западной и средней частей ДДВ постепенно сменяются газоконденсатными и газовыми. Такое размещение залежей УВ по фазовому состоянию УВ Э.В.Чекалок объясняет по-

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ТВЕРДЫХ БИТУМОВ ПО ГЛУБИНЕ И СТРАТИГРАФИЧЕСКОМУ РАЗРЕЗУ

СОСТАВИЛ О. В. ДЕМЬЯНЧУК
1988 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- ▲ - ЗАЛЕЖЬ
- - НЕПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРИТОКИ
- ▴ - ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ В КЕРНЕ
- - ТВЕРДЫЕ БИТУМЫ В КЕРНЕ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

- 1 - ЯБЛУНОВСКОЕ
- 2 - СКОРОВОГАТЬКОВСКОЕ
- 3 - БУГРЕВАТОВСКОЕ
- 4 - ЧЕРВОНОЯРСКОЕ
- 5 - ШЕБЕЛИНСКОЕ

ПЛОЩАДИ:

- | | |
|----------------------|---------------------|
| ① - ГРИБОВОРУДИНСКАЯ | ⑥ - КИЧАШЕВСКАЯ |
| ② - ЛОВИНСКАЯ | ⑦ - МАКСАКОВСКАЯ |
| ③ - БОРКОВСКАЯ | ⑧ - БАХМАЧСКАЯ |
| ④ - СМОЛЯЖСКАЯ | ⑨ - ВЕЛИКОЗАГОРСКАЯ |
| ⑤ - ХОЛМСКАЯ | ⑩ - ЖУРАВКОВСКАЯ |

Рис. 3

ложением астеносферного слоя, с чем нельзя согласиться. Нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения приурочены к районам как поднятий, так и погружений астеносферного слоя. Кроме того, глубина залегания астеносферы ДДВ в 2 раза превышает "зону оптимального синтеза УВ" /по Э.Б.Чекалку/. Комплексный анализ основных критериев нефтегазоносности показывает, что формирование залежей УВ здесь происходило следующим образом.

Нефтегазообразование началось в верхнефранско-нижнеаманское время, когда девонские нефтегазогенерирующие толщи были погружены в соответствующие термобарические условия, и происходило непрерывно-прерывисто на протяжении всей эволюции ДДВ. О разновозрастности и цикличности нефтегазообразования и нефтегазонакопления свидетельствуют сочетание разнофазовых углеводородных систем, состав УВ, следы разрушенных палеозалежей /рис. 3 /, высокая продуктивность ловушек раннего формирования и другие факторы. Исключительное значение в процессе нефтегазонакопления имело время образования ловушек по отношению к началу генерации УВ, продолжительность их существования и положение относительно зоны интенсивной генерации УВ.

В конкретных условиях ДДВ, в начале аккумуляция УВ происходила в слабовыраженных структурах, образовавшихся в воронежско-евлановское время за счет подвижки блоков фундамента и корабления слоев на конседиментационной стадии развития грабена. В раннекаменноугольное время формировались валлообразные поднятия, а в зонах пересечения разломов - соляные штоки. Основной рост структур произошел в позднепермский /заальская фаза/ и в предпалеогеновый - /ларамийская фаза/ периоды восходящих движений. Это периоды активизации нефтегазонакопления, формирования новых скоплений УВ, переформирования и разрушения залежей.

В Днепровском грабене грациям МК₁-МК₃ соответствуют Главная зона нефтегазообразования /ГЗН/ /2Г/, которая фиксируется в основном на глубинах от 1-2 км до 4,5-5,5 км и на юго-востоке от 0,5 до 2,5-3,0 км. Около 90% всех нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей приурочены к ГЗН. Залежи жидких УВ в располагающейся ниже ГЗН Главной зоне газообразования /ГЗГ/ не встречены. Однако необходимо учитывать, что степень катагенетических преобразований пород определяется не только глубиной погружения, но и многими другими факторами /разломная тектоника, особенности литологии пород, тормозящая роль давления и др./ и варьирует по площади и разрезу. Например, в Западном Внутреннем бассейне на

гл. 7100 м уровень катагенеза не превышает MK_4 , а температура $212^\circ C$ соответствует 9000 м. Здесь в прогибе Анадарко с глубины 5700 м величины современных и палеотемператур равны /3/. Аналогичная картина с глубины 6500–7000 м наблюдается в Прикаспийской впадине / по данным О.К.Навроцкого и др. /. Следовательно, нижняя граница ГЗН при соответствующих условиях может опускаться значительно глубже, способствуя сохранению жидких УВ. В северо-западной части ДДВ /Сребненская депрессия/ и на юго-востоке /Распашновско-Мироновская депрессия/ отложения девонского и турнейско-нижневизейского генерирующих комплексов прошли ГЗН и вошли в ГЗГ. Верхневизейско-серпуховские и башкирские толщи находятся в ГЗГ только в Распашновско-Мироновской, а в Сребненской они не вышли из ГЗН. Девонские отложения в Сребненской депрессии находились в ГЗН до среднего триаса /127 млн. лет/, а в Распашновско-Мироновской до раннего башкира /26 млн. лет/. Турнейско-нижневизейск соответственно до палеогена /283 млн. лет/ и верхнего карбона /36 млн. лет/ /21/.

Нефтегазогенерирующие толщи, находящиеся длительное время в ГЗН, могли в значительно большей мере реализовать свой нефтяной потенциал /северо-западная половина ДДВ/. Девонские и турнейско-нижневизейские образования генерировали вначале жидкие, а в последствии с триаса и палеогена /Сребненская депрессия/, башкира и верхнего карбона /Распашновско-Мироновская депрессия/ газообразные УВ. В Распашновско-Мироновской депрессии верхневизейско-серпуховские отложения с юрского времени, а башкирские с конца третичного генерировали газообразные УВ.

В наиболее погруженной приосевой части грабена генерирующие толщи большой мощности прошли ГЗН и полностью или частично вошли в ГЗГ. Эта территория, условно ограниченная изобатой 7,5 км рассматривается как Региональная зона основного нефтегазообразования /РЗОНГ/ /13/. Она явилась главным источником интенсивной генерации УВ. Сформировавшиеся ловушки в контуре РЗОНГ имели максимальные возможности за счет вертикальной и латеральной миграции быть превращены в залежи УВ. В то же время залежи УВ, находящиеся за пределами РЗОНГ могли образовываться преимущественно за счет дальней латеральной миграции.

Необходимо знать, что с верхнекаменноугольно-нижнепермским продуктивным комплексом на юго-востоке впадины, имеющим крайне низкий генерационный потенциал и погруженный в ГЗН, связаны крупные газоконденсатные и газовые месторождения. В продуктивных гори-

зонтах этих месторождений остаточная нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 12 до 36% /Р.М.Новосилецкий и др. 1980г./ . Повидимому, в разные отрезки каменноугольного времени в средней и юго-восточной частях впадины существовали нефтяные палеозалежи, которые в предверхнепермское и более позднее время были растворены выделившимся из пластовых вод газом и преобразованы в газоконденсатные. Некоторая часть жидких УВ оттеснялась в сторону бортов грабена и аккумулировалась на пути миграции в ловушках. Снижение катагенеза ОВ на участках относительно неглубокого залегания фундамента /северо-западная часть и прибортовые зоны впадины/ и удаление мощных источников газообразования /юго-восточная часть РЗОНГ/ обусловило формирование здесь нефтяных с высокой концентрацией жидкой фазы газоконденсатных залежей.

Интенсивные процессы газообразования имели место в зонах повышенного и высокого катагенеза пород и ОВ /рис. 2/. Эти процессы оказали большое влияние на фазовое состояние УВ в сопредельных зонах относительно пониженного катагенеза, частично вытеснив из них жидкие УВ или растворив их.

Наблюдаемая площадная дифференциация и вертикальная зональность размещения залежей УВ в продуктивных и нефтегенерирующих комплексах девона, нижнего карбона и башкира, объясняется ростом с глубиной степени катагенеза пород и ОВ, превалярованием в каменноугольных генерирующих толщах юго-востока ДДВ гумусового ОВ, значительными скоростями прохождения ГЗН генерирующими толщами, большой продолжительностью их нахождения в ГЗГ и ретроградным воздействием нефти и больших объемов газа.

Интересным представляется влияние возраста ловушек на нефтегазоносность /22/. Доля непродуктивных ловушек в турнейско-нижневизейском и верхневизейско-серпуховском комплексах увеличивается от структур раннего формирования к структурам позднего формирования. Причем среди древних поднятий вообще отсутствуют непродуктивные. Аналогичная закономерность, хотя и менее выражена, характерна также для среднекаменноугольного комплекса. Подавляющее большинство залежей приурочены к ловушкам раннего формирования в девоне Припятского прогиба /Р.Е.Айзберг, В.Б.Окушко, Т.Н. Гузанова и др. 1979 г., А.И.Комонов, 1976 г./, юрских и меловых отложениях Южно-Мангышлакской впадины. К таким выводам пришли по Волго-Уральской провинции - С.П.Козленко, С.П.Максимов, К.А.Машкевич и др., по Прикаспийской впадине - Б.Я.Вассерман и М.Ш.Моделевский, по За-

падно-Сибирской плите - М.Я.Рудкевич, А.М.Эдельштейн и другие.

Эта тенденция присуща главным образом, нефтегазопроизводящим продуктивным комплексам в которых залежи формируются путем преимущественно латеральной миграции УВ.

В отложениях нижней перми-верхнего карбона ДДВ более 50% запасов сосредоточено в молодых ловушках и столько же в комбинированных. К структурам позднего формирования приурочены залежи УВ в нижнеальбских отложениях мегавала Карпинского, верхнемеловых отложениях месторождений Средней Азии, Предкавказья, севера Зап. Сибири и др. Здесь залежи УВ находятся во вторичном залегании, образовались за счет преимущественно вертикальной миграции при переформировании скоплений УВ более погруженных сингенетично продуктивных толщ на инверсионном этапе развития региона. С глубиной увеличивается степень заполнения ловушек /Яблунское, Клиско-Краснознаменское месторождения и др./. Таким образом, сложные процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекавшие на протяжении длительного геологического времени, обусловили формирование, переформирование и разрушение залежей УВ. Приуроченность скоплений к молодым ловушкам не может служить, как это предполагается сторонниками неорганического генезиса УВ, обоснованием позднего /вплоть до неогенового/ времени образования всех месторождений.

В Днепровско-Донецкой газонефтеносной области, Западно-Сибирской суперпровинции, Пермском и Западном Внутреннем бассейнах США и др. нефтегазоносных регионах основные крупные нефтегазовые, газоконденсатные и газовые месторождения приурочены к зонам максимального погружения фундамента и больших мощностей отложений осадочного чехла. С осадочным чехлом на территории наиболее погруженных частей фундамента связаны Шебелинское, Западно-Крестинское и Яблунское месторождения ДДВ; Уренгойское и Ямбургское Западно-Сибирской провинции; Вуктылское Тимано-Печорской и др.

Максимальное погружение фундамента в Пермском бассейне отмечается в прогибах Деловэр и Вал-Верде и в Западном Внутреннем бассейне - в прогибе Анадарско, где выявлены месторождения газа-Паккет, Кайноса и Гомез, Пачхендл-Хьюгтон и Мокейн-Лаверн и др.

В ДДВ большинство не только крупных, но и средних по запасам месторождений связаны с депрессионными зонами по фундаменту и их склонам. Здесь наряду с мощными генерирующими толщами, коллекторами и флюидоупорами, развиты крупные структурные формы в виде про-

тяженных валов, содержащих локальные поднятия и отдельных брахиантиклиналей. Последние образовались в результате воздействия на осадочные толщи преимущественно вертикальных тектонических движений меньшей, по сравнению с прибортовыми зонами, активности и контрастности. Склоны депрессий являются зонами относительно высокого распространения тектонических нарушений, структурообразований, стратиграфических несогласий и могут быть потенциальным резервом выявления тектонически экранированных, литологического выклинивания, стратиграфического срезания и комбинированных ловушек. Этот тип ловушек характерен также для крыльевых частей валообразных поднятий.

Глубокопогруженные верхневизейско-серпуховский, турнейско-нижневизейский и девонский продуктивные комплексы ДДВ, содержащие в настоящее время соответственно 42,4%, 25,0% и 16,6% извлекаемых прогнозных ресурсов от общих по региону /по данным УкрНИГРИ/, сохраняют за собой ведущее положение по наращиванию запасов УВ в ближайшей перспективе. Если разведанность начальных ресурсов УВ по нижнепермоко-верхнекаменноугольному продуктивному комплексу составляет 87%, то по верхневизейско-серпуховскому - 40%, турнейско-нижневизейскому 20,3%, а девонским отложениям достигает лишь первых процентов. Прогнозируемые ресурсы УВ ниже глубины 4500 м по этим продуктивным комплексам около 60%, в том числе газа 92,5% и нефти с конденсатом 7,5%.

Верхневизейско-серпуховский и турнейско-нижневизейский комплексы, имеющие относительно низкую степень разведанности запасов УВ и содержащие значительные прогнозных ресурсы УВ, следует рассматривать в качестве главнейших объектов поисков преимущественно газовых и газоконденсатных залежей на больших глубинах. Наиболее перспективными территориями является присоевая /Средне-Полтавская часть ДДВ/ и северная прибортовая зоны. По девонскому продуктивному комплексу - это прибортовые зоны восточнее меридиана Новотроицкого поднятия /три нефтегазоносные толщи девона/ и западнее /межсолевые отложения/. В присоевой зоне перспективными являются надсолевые отложения, экранирующиеся пограничными образованиями девон-карбон /по Бильку А.А./.

Как показали проведенные ранее автором исследования, глубокопогруженные отложения нижнего карбона и девона находятся в условиях закрытой зоны АВПД /по Р.М.Новосилецкому и А.А.Орлову/, зоны весьма затруднительного водообмена /по Л.П.Шваб/, Центральной

катагенетической зоны / по А.В.Ивановой, П.Ф.Шпаку и В.С.Яцеленко/ и в РЗОНГ /по П.Ф.Шпаку/ или на сопредельных по отношению к ней территориях.

Серьезного внимания заслуживают новый продуктивный комплекс коры выветривания и трещиноватости кристаллических пород докембрийского фундамента, в породах которого открыты Хухринское и Ольевское месторождения УВ. В породах фундамента поисковые работы следует приурочить к участкам трещиноватости и выступам фундамента, перекрытым качественными нефтегазоупорами.

Как видим, на больших глубинах имеются необходимые условия для генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ, что открывает новые возможности выявления скоплений УВ в зонах большого погружения.

Список литературы

1. Бысоцкий И.В., Кучерук Е.В. Поиски нефти и газа на больших глубинах.-М.-1983.-120 с.- (Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых; Т.12.)
2. Бюрроле П.Ф. Мировые ресурсы нефти // Энергетические ресурсы мира: 27-й междунар.геол.конгр.-М.:Наука, 1984.-С.3-10
3. Максимов С.Н., Дикенштейн Г.Х., Лодшевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах.-М.:Недра, 1984.- 288 с.
4. Золотов А.И. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ.-М.:Недра, 1982.-239 с.
5. Милановский Е.Е. Рифтогенез и условия формирования локальных поднятий //Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек.-М.:Наука,1987.- С.30-40
6. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения.-Киев.:Наук.думка, 1969.-226 с.
7. Милановский Е.Е. Некоторые закономерности тектонического развития и Вулканизма Земли в фанерозое (Проблемы пульсаций и расширения Земли)//Геотектоника.-1978.-№6.-С. 3-16.
8. Molnar P., Tapponnier P., Cenozoic Tectonics of Asia effects of a continental collision // Science.-1975.-N 189.-P. 419-426.
9. Гавриш В.К. Глубинное строение и эволюция Днепровско-Донецкого палеорифта //Геотектоника.-1987.-№2.-С.119-128.
10. Рябухин Т.Е. Рифтогенез, нефтеобразование и нефтегазонакопление//Изв.вузов. Геология и разведка.-1987.-№6.-С.103-104.
11. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в формировании локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (рифтогенез)// Геол.журн.-1965.-Т.25, вып.6.-С.13-23.
12. Гавриш В.К., Шпак П.Ф. Геологическое развитие Днепровско-Донецкой впадины и генезис ее локальных структур// Сов.геология.-1983.- №9.-С.84-84.
13. Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород Днепровско-Донецкой впадины/ П.Ф.Шпак, О.В.Демьянчук, Л.В.Курилюк и др.-Киев, 1984.-57 с.- (Препринт АН УССР,Ин-т геологических наук; 83-13)
14. Червинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным.-Киев: Наук.думка, 1980 - 176 с.

15. Соллогуб В.В. Литосфера Украины.-Киев: Наук.думка, 1986.- 183 с.
16. Шпак П.Ф., Ткачшин С.В., Манюта М.Г. О размещении и условиях формирования месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине //Геология нефти и газа.-1980.№9.-С.34-41.
17. Соллогуб В.В., Червинская М.В., Чекунов А.В. Днепровско-Донецкий авлакоген - рифтовая система в теле Восточно-Европейской платформы//Проблема рифтогенеза: Материалы симпозиума по рифт. зонам Земли.-Иркутск, 1975.-С.107-108.
18. Соллогуб В.В., Чекунов А.В. Глубинная структура Донбасса и сопредельных регионов //Геол.журн.-1977.-Т.37, вып.2.- С.23-53.
19. Иванова А.В., Федорин Я.В., Шпак П.Ф., Яцеленко В.С. Геологічна природа катагенетичних перетворень порід і органічної речовини осадових товщ Дніпровсько-Донецької западини//Доп.АН УРСР. Серія "Б".-1986.-№6.-С.6-9.
20. Лукин А.Е. Гипогенный эпигенез и его роль в нефтегазообразовании на больших глубинах --//Нефтегазообразование на больших глубинах: Тез. У Всесоюз. семинара.-М.,1986.-С.166-167.
21. Шпак П.Ф. Особенности размещения залежей УВ в зависимости от их фазового состояния в осадочных бассейнах древних платформ// Геол.журн.-1986.-Т.46, № 6.-С. 88-97.
22. Витенко В.А., Кабышев Б.М., Шпак П.Ф. Палеотектонические условия нефтегазоносности локальных структур // Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек.-М.:Наука, 1987.-С.24-30.

Петр Федорович Шпак

**ПРОБЛЕМА НЕУТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ
КОМПЛЕКСОВ ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ**

Печатается по постановлению Ученого совета
Института геологических наук
АН УССР

Редактор Р.Н.Залогина
Корректор Г.Д.Кучинка

Подписано к печати 8.02.1989г. БФ 24510
Формат 60x84/16. Бумага офсет. Способ печати ОП
Усл. печ. л. 3,0 Уч.-изд.л.30 Тираж 200 экз.
Заказ 9-319. Цена 20 коп.

Подготовлено в ИГи АН УССР, Киев-54, ул. Чкалова, 55-б.

Киевская книжная типография научной книги. Киев, Репина, 4.