ТЕКТОНИКА И ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ ЗАПАДА УКРАИНСКОЙ ССР

ЧАСТЬ
I

АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМЕ
«ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ»
МЕЖВЕДОМСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ИЗУЧЕНИЮ СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ
И СВЯЗАННЫХ С НИМИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ТЕКТОНИКА И ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ ЗАПАДА УКРАИНСКОЙ ССР

Часть I

Тектоника, геология и гидрогеология
месторождений горючих ископаемых

794

Тезисы докладов республиканского совещания,
Львов, 24—26 сентября 1973 г.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКОВА ДУМКА»
КИЕВ—1973



УДК 551.24 + 551. 48 + 553. 98(477,8)

Р е д а к ц и о н н а я к о л л е г и я :

Н.Х.Белоус, А.П.Булмасов, О.С.Вялов (ответств.редактор),
С.П.Гавура, В.В.Даныш (ответств.секретарь), В.И.Китык,
С.А.Маковский, Д.П.Резвой, В.А.Шакин

Редакция информационных изданий
Зав.редакцией В.И.Гилелах

Т 0294 - 627
М221(04) - 73

© Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, 1973г.

ОТ ОРГКОМИТЕТА

За последние годы в связи с проводимыми различными организациями геолого-съемочными, поисково-разведочными и исследовательскими работами накопился обширный фактический материал о полезных ископаемых, геологическом строении запада Украинской ССР. Назрела необходимость подытожить имеющиеся данные и широко обсудить возникшие вопросы на совещании, которое состоится 24-26 сентября 1973 г. в г.Львове.

Совещание организовано Институтом геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР совместно с Научным советом по проблеме "Геология и геохимия горючих ископаемых", Межведомственной комиссией по изучению солянокупольных областей и связанных с ними полезных ископаемых, Львовским ордена Ленина государственным университетом им.Ив.Франко, Львовским геологическим обществом, Ивано-Франковским институтом нефти и газа МВ и ССО УССР, трестом "Львовнефтегазразведка", Львовской и Закарпатской геологическими экспедициями треста "Киевгеология", Украинским научно-исследовательским геологоразведочным институтом МГ УССР.

По вопросам, связанным с месторождениями нефти и газа, калийных и других солей, серы и других полезных ископаемых, не раз проводились специальные совещания, однако много осталось еще не решенных проблем. Совещание поможет определить направление дальнейшей деятельности в области поисков полезных ископаемых и понимание закономерностей их размещения, а также будет способствовать сближению различных точек зрения, касающихся строения и районирования Карпатской системы, постановке новых проблемных вопросов и развитию знаний геологии и полезных ископаемых запада Украинской ССР. Это совещание можно рассматривать как подготовку, начатую Львовской инициативной группой, к очередному конгрессу Карпато-Балканской геологической ассоциации, который через несколько лет состоится в Советском Союзе.

СОВЕТСКИЕ КАРПАТЫ - КАНАДСКИЕ СКАЛИСТЫЕ ГОРЫ
(Опыт сравнительного геотектонического анализа)

Д.П.Резвой

Львовский государственный университет

Предположение о том, что канадские Скалистые горы напоминают в структурно-морфологическом отношении Советские Карпаты возникает как при изучении геологических материалов по обоим регионам, так и при непосредственном ознакомлении с этими местностями.

Как Скалистые горы, так и Советские Карпаты представляют собой складчатые области миогеосинклинального типа. Чехол платформ - Североамериканской и Русской сначала постепенно, а затем резко увеличивает мощность и переходит в складчатую систему.

Сходство Скалистых гор и Советских Карпат сильно проявляется в чешуйчато-надвиговой структуре обоих регионов. В предгорьях Скалистых гор (район г.Калгари) развивается система пологопадающих к западу надвигов, по которым пластины осадочного чехла надвигаются друг на друга в восточном направлении. Именно эта часть предгорий является крупнейшей нефтегазоносной провинцией Канады.

Структурная обстановка на окраине Русской платформы при переходе к Карпатам во многом похожа: постепенное наращивание мощности платформенного чехла, образование перикратонного прогиба (Львовский прогиб), пологие надвиги в Предкарпатском прогибе, Скибовая зона с ее чешуями-скибами, область более спокойной складчатости Центральных Карпат и общее антиклинорное воздымание более древнего (палеозойского ?) основания.

Обе складчатые системы очень четко ограничены с юго-запада. В Скалистых горах это "Ров Скалистых гор" - система грабенообразных долин, приразломных прогибов и крутых разломов, тянущаяся свыше чем на 1000 км. К западу от "Рва" резко изменяется разрез всех

пород, в частности, полностью выклиниваются палеозойские образовани Все это позволяет рассматривать "Ров Скалистых гор" как зону крупно го глубинного разлома.

Советские Карпаты ограничены с юго-запада системой Закарпатско-го и Припаннонского глубинных разломов. Здесь развиты своеобразная формация обвалов и оползней ("утесовые зоны"), молодые (неоген) от-ложения Закарпатского внутреннего ("приразломного" ?) прогиба и мощ-ный наземный вулканизм.

Сравнение складчатых систем Скалистых гор и Советских Карпат показывает как черты сходства, так и различия. Черты сходства легко наблюдаются в общей миогеосинклинальности стратиграфического раз-реза обоих регионов и в общем характере чешуйчато-надвигового ("ски-бового") стиля структуры. Различие заключается в несоответствии стратиграфических разрезов и несколько ином формационном наборе осадочных образований.

Основной чертой сходства обоих регионов является конечный результат тектонического развития – созданная в итоге движений тек-тоническая структура.

Кроме сходства структур должна еще быть вполне определенная последовательность тектонических движений, создавших эту структуру.

Если отвергнуть предположения о грандиозных горизонтальных пе-ремещениях, охвативших огромные пространства от Тихого океана, в одном случае, и от Адриатики, во втором, то в каждом из регионов необходимо найти конкретные причины складко- и надвигообразования. Для Скалистых гор это, вероятно, гравитационный тектогенез, вызван-ный поднятием фундамента западной части Скалистых гор, о чем неод-нократно писал известный американский исследователь А.Ирдли (1954, 1967); для Советских Карпат – это ступенчатое поднятие фундамента, возрастающее к западному краю системы с одновременным образованием в чехле флексур, переходящих затем в опрокинутые складки и покровные чешуи, как было хорошо показано В.Г.Корнеевой (1953).

Таким образом, обе миогеосинклинали: канадских Скалистых гор и Советских Карпат можно считать сходными по структуре и спо-собу образования.

Сходство строения канадских Скалистых гор и Советских Карпат подтверждается также нефте- и газоносностью, сконцентрированной в предгорьях обоих регионов. Вероятно, есть основания еще раз реко-мендовать палеозой Предкарпатья как объект поисковой разведки на этот вид минерального сырья.

К ВОПРОСУ О ДАЛЬНЕЙШЕМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ИЗУЧЕНИИ КАРПАТ

Н.Р.Ладыженский

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Геологическое изучение Карпат, продолжающееся более 170 лет, в советское время стало широко развиваться. Значительно возросло число геологов, изучающих Карпаты, что повлекло за собой увеличение количества печатных работ (статьи и монографии).

К сожалению, в некоторых работах не всегда учитываются фондовые материалы или нередко повторяются уже известные опубликованные выводы.

Основной вид среди опубликованных работ - это статьи, которые обычно схематичны.

Монографические работы более полны, но также недостаточно критичны. Нередко они оставляют без внимания противоположные мнения других авторов или выдвигают новые положения, противоречащие уже известным.

Дополнительные осложнения вносит ввод новых неапробированных и часто ошибочных терминов, которые давно уже известны под другими названиями.

Все это затрудняет геологическое изучение Карпат. Разные геологические учреждения, занимающиеся изучением региона, отстаивают свои представления и свою терминологию, но недостаточно их аргументируют.

Кроме того, до настоящего времени отсутствуют формулы, определяющие ранг данного термина. Поэтому часто произвольно применяются термины разного ранга для несопоставимых геологических понятий. Желательно создать комиссию, которая апробировала бы соответствующую терминологию. Немалую роль в решении упомянутых проблемных вопросов должно сыграть Львовское геологическое общество.

В результате геологи смогут лучше ориентироваться в появляющейся терминологии и геологическое изучение Карпат при этом только ускорится.

О ПОЛОЖЕНИИ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ГРАНИЦЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Г.Н.Доленко, Б.П.Ризун, Ю.Н.Сеньковский, А.И.Парыляк, М.И.Павлюк, И.П.Копач

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Полученный за последние годы в результате проведения разведочных работ на нефть и газ обширный геолого-геофизический материал позволяет уточнить положение юго-западной границы Восточно-Европейской платформы и характер ее сочленения с сопредельными структурами.

Юго-западная граница Восточно-Европейской платформы протягивается с северо-запада на юго-восток через территории Польши, Украины и Румынии. В пределах Польши дорифейская Восточно-Европейская платформа обрамляется эпипалеозойской Западно-Европейской платформой. По представлениям польских геологов (Е.Зноско, А.М.Желиховский), сочленение этих платформ проходит по линии Кошалин – южнее Варшавы – севернее Кощка, Люблина и Руды Любицкой. На западе Украины Восточно-Европейская платформа на участке Рава – Русская – Жидачев граничит также с Западно-Европейской платформой, а дальше на юго-восток – с Предкарпатским краевым прогибом. Граница между древней и молодой платформами проходит по Рава-Русскому разлому. Однако некоторые геологические данные свидетельствуют о том, что западной части Львовского прогиба присущи черты, характерные для молодых платформ, в таком случае край древней платформы должен проходить по Радеховскому разлому. Между древней платформой и Предкарпатским прогибом граница протягивается по Калушскому разлому и Ивано-Франковскому грабену. Следует отметить, что с последними двумя разрывными нарушениями совпадает граница погребенного под Предкарпатским прогибом Каледонского складчатого сооружения с Восточно-Европейской платформой. К юго-востоку от Заболотовского поперечного нарушения Каледонское складчатое сооружение простирается несколько юго-западнее и его граница с платформой (под формациями альпийского тектонического цикла) приурочена к разрыву, протягивающемуся южнее Сторожинца.

Дальше к юго-востоку в пределах Румынии, согласно данным Ц.Барбу, Н.А.Мегмед и Ц.Парашив (1969), граница Восточно-Европейской платформы также выражена разломом, протягивающимся севернее Редауца, Роман и Красне.

На юге Украины Восточно-Европейская платформа граничит с молодой эпипалеозойской Скифской плитой.

Южная граница Дорифейской платформы проходит по линии Болград - Старые - Трояны - Устье, оз.Сасык в Западном Причерноморье, несколько севернее о.Змеиный в Черном море, в направлении мыса Тарханкут в Крыму и дальше вдоль северного побережья Тарханкутского п-ова к мысу Бакал. Восточнее граница становится широтной, прослеживаясь к Стрелковому на Арабатской стрелке и "Главному Азовскому нарушению" в акватории Азовского моря.

Южнее этой линии отмечаются структуры байкальского диастрофизма. Герцинский орогенез охватил территорию байкалид, частично перехлестывая ее и затрагивая край древней платформы. Вулканогенно-осадочные формации и структуры герцинид отмечаются несколько севернее указанной границы байкалид, не превышая однако первых десятков километров.

Край древней платформы затронут также местами киммерийским тектогенезом, который проявил себя в виде специфических комплексов парагеосинклинальных формаций.

СЕЙСМОТЕКТОНИКА ЗАПАДА УКРАИНСКОЙ ССР

И.Д.Гофштейн

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Сейсмически активной территорией западной части Украины является Закарпатье. Вне пределов Закарпатского внутреннего прогиба известны лишь малочисленные очаги слабых землетрясений. Закарпатье относится к Средиземноморскому сейсмическому поясу Европы.

В 1963 г. автор опубликовал сейсмотектоническую карту Закарпатья, однако за прошедшие годы уже появились новые важнейшие данные по геологии и геофизике запада Украины, в частности Закарпатья. Это прежде всего данные серии глубоких буровых скважин, достигших фундамента Закарпатского прогиба; результаты глубокого сейсмического зондирования по III Международному профилю ГСЗ и I7-му национальному профилю ГСЗ; комплекс геофизических исследований, осуществленных разведочными организациями; результаты комплексного изучения современных движений земной коры, в особенности карта современных вертикальных движений данной территории. За это же время зафиксирована серия землетрясений, связанных с местными очагами, и среди них одно 6-балльное.

Новые материалы потребовали пересмотра вопроса о связи сейсмичности с тектоникой, в результате которого составлен новый вариант сейсмотектонической карты Закарпатья, заново проанализированы соотношения между зонами новейших разломов и местными землетрясениями, рассмотрен вопрос о связи между вековыми и сейсмическими движениями земной коры.

Со стороны глубокого сейсмического зондирования подтвердилась важнейшая сейсмотектоническая линия Украинских Карпат, которую автор провел вдоль Пиенинского глубинного разлома, разграничивающего Карпаты и Закарпатский прогиб. Согласно данным ГСЗ по территории СССР, Венгрии и Чехословакии, глубинный разлом рассекает земную кору до поверхности Мохо и разделяет резко различные по мощности и составу участки земной коры. Здесь имеются потенциальные условия для разрядки упругих напряжений.

Повторным нивелированием установлено, что в течение последних десятилетий вековые движения в зоне Пиенинского разлома не отличались высокой интенсивностью. Данное обстоятельство, возможно, указывает на то, что упругие напряжения в земной коре здесь далеки от критического значения.

Профили ГСЗ для Закарпатья и прилегающих зарубежных территорий позволили определить, что очаги местных землетрясений Закарпатья расположены в пределах осадочного или верхней части "гранитного" слоя земной коры.

Статистика местных землетрясений подтверждает существование сейсмотектонической линии Хуст - Солотвино, на которой только в одном районе Тячева за 1963-1967 гг. зарегистрировано 10 подземных толчков.

Новые данные о строении земной коры позволяют наметить сейсмотектоническую линию вдоль внутренней границы Закарпатского прогиба по Береговскому глубинному разлому. В пределах этой зоны расположен эпицентр землетрясения 1965 г. в Берегово ($I=6^0$) и эпицентры других местных землетрясений.

Получены новые данные, дополняющие сейсмотектоническую характеристику некоторых других районов западной части Украины.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.В.Хижняков

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Современные представления о тектонике и истории развития региона крайне противоречивы из-за недостаточной изученности его глубинного строения. По мнению большинства исследователей территория, расположенная к северо-востоку от Предкарпатского прогиба, относится в основном к древней платформе. Однако некоторые геологи предполагают в домезозойской структуре ее западной части наличие Герцинского складчатого сооружения и его предгорного прогиба.

Согласно утвердившейся точке зрения основные черты тектоники региона сложились к концу палеозоя вследствие вертикальных движений отдельных участков дорифейского фундамента, различных по своей направленности, амплитуде и возрасту. На формирование структуры краевой части платформы, кроме того, оказали сильнейшее влияние движения, происходившие в соседней геосинклинальной области.

В пределах региона выделяются: западный склон Украинского массива, Волынский выступ и Львовский прогиб, а также другие разновозрастные погребенные и наложенные структуры.

Склон Украинского массива (с глубиной залегания фундамента 0 - 1500 м) перекрыт образованиями верхнего протерозоя, кембрия, ордовика и силура, моноклинально погружающимися к западу и выступающими под чехлом мезозойских осадков в виде полос субмеридионального простирания.

Волынский выступ расположен в области сравнительно неглубокого (200 - 2000 м) залегания фундамента. Он осложнен многими древними структурами, в сводах которых под мезозойскими образованиями залегают породы верхнего протерозоя и кембрия, а понижения выполнены отложениями ордовика и силура. Наиболее крупной структурой является Ратновский горст, отделяющий на севере Волынский выступ от Брестской впадины.

Львовский палеозойский прогиб выделяется в западной части региона, где глубина залегания фундамента варьирует в пределах 1500 - 7000 м и более. В разрезе выполняющих его образований помимо верхнепротерозойских и нижнепалеозойских отложений участвуют девонские и каменноугольные.

В междуречье Горыни и Зап.Буга по распределению мощностей пород полесской и волынской серий, перекрывающих склон Украинского массива и Волынский выступ, намечается погребенная верхнепротерозойская впадина.

В междуречье Зап.Буга и Днестра (а также к югу от последнего) по распределению мощностей и молассоидному характеру пород днестровской серии выделяется погребенный нижнедевонский предгорный прогиб, возникший у подножья позднекаледонских складчатых сооружений.

Каледониды, обрамляющие с юго-запада Львовский прогиб, расчленены поперечными нарушениями на блоки. Наиболее приподнятыми из них и выдвинутыми по надвигу к северо-востоку являются Рава-Русский и Николаевский блоки, оказавшие в конце палеозоя сильнейшее боковое давление на краевую часть платформы. Этим и вызвано образование сложных пликативно-разрывных дислокаций в каменноугольных и девонских отложениях западной части прогиба, объясняемых некоторыми исследователями как проявление герцинского орогенеза.

В южной части региона прослеживается Стрыйский юрский прогиб, наложенный на краевую погруженную зону платформы и обрамляющие ее каледониды, а в западной его части по распределению мощностей пород верхнего мела намечается наложенная Львовско-Люблинская верхнемеловая впадина.

О СТРУКТУРНЫХ СВЯЗЯХ ПЛАТФОРМЕННЫХ И ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ

(На примере территории Западной Украины и южной Польши)

А.П.Медведев

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Характер сочленения таких крупнейших геоструктур, как платформы и геосинклинали, древние и молодые платформы, уже давно заинтересовал геологов. На основе изучения многих регионов мира были установлены различные типы пограничных структур: краевые швы, краевые (передовые) прогибы, поперечные краевые прогибы, краевые системы, краевые платформенные поднятия, постумные передовые прогибы и т.д.

Рассматриваемый регион (западная Украина и южная Польша) является уникальным, потому что здесь на сравнительно небольшой территории могут быть выделены едва ли не все известные пограничные структуры. Здесь же можно проследить процесс наращивания платформы путем последовательной консолидации все более молодых геосинклинальных областей. Много фактов свидетельствует о том, что границу

платформы и геосинклинали для байкальского этапа следует проводить по системе глубинных разломов, трассирующихся через Коцк, Устилуг, Владимир-Волынский, Локачи, Радехов, Буск, Перемышляны, Тлумач, Коршев, Давидены. За северо-восточную границу Каледонской геосинклинали следует принять зону глубинного разлома, проходящего через Кельце, Сандомир, Раву-Русскую, Николаев, Отыню, Коршев, Давидены. Граница герцинской и альпийской геосинклинали совпадает скорее всего с Предкарпатским глубинным разломом.

Характер сочленения альпийской геосинклинали с прилегающей платформой выяснен вполне определенно: всеми исследователями признается наличие Предкарпатского передового прогиба. Гораздо сложнее обстоит дело с установлением структурных связей на ранних этапах, однако и здесь можно с достаточной степенью обоснованности установить следующие пограничные структуры: Байкальский поперечный краевой прогиб (рифей), Каледонская краевая система, состоящая из перикратонного прогиба (венд - жедин) и предгорного прогиба (зиген - эмс), Герцинский предгорный прогиб (верхний палеозой), Герцинское краевое платформенное поднятие. Кроме того, на границе древней и молодой платформы образовался Постумный передовой прогиб (средний девон - карбон).

О СОЧЛЕНЕНИИ СТРУКТУР СЕВЕРНОЙ ДОБРУДЖИ, ЭПИГЕРЦИНСКОЙ И ДОКЕМБРИЙСКОЙ ПЛАТФОРМ С ПРЕДКАРПАТСКИМ ПРОГИБОМ

Д.Е.Панченко, В.Н.Реут

Институт геологических наук АН УССР

Крайний юго-западный участок нашей страны и сопредельные территории Румынии представляют собой сложнопостроенный участок земной коры, геологическая история которого была насыщена неоднократными эпохами тектонической активизации, сопровождавшимися магматизмом и вулканизмом. Многое из этой геологической истории еще не выяснено, поэтому среди исследователей по основным вопросам тектонического районирования и истории геологического развития рассматриваемой территории нет единства взглядов. К дискуссионным вопросам относятся следующие: тектоническое положение центральной и северной Добруджи и продолжение их структур в Предкарпатье и акваторию Черного моря; северная граница Мизийской плиты и время ее консолидации; определение границы Восточно-Европейской платформы и характера ее сочленения со структурами северной Добруджи; соотношение палеозойского (Нижнедунайского) перикратонного прогиба с герцини-

дами Добруджи и киммерийских структур с юрской впадиной; время консолидации Скифской плиты в западном Причерноморье и, наконец, каледониды в Добрудже.

В пределах рассматриваемой территории выделяются следующие основные тектонические элементы: погруженный юго-западный склон Восточно-Европейской платформы с гетерогенным чехлом, Мизийская плита эпибайкальской консолидации, герцинско-киммерийская складчатая область северной Добруджи с ее погребенными склонами, юрский прогиб и Бырладская впадина как предгорный и периклинальный прогибы киммерид Добруджи; наложенная Фокшанская мио-плиоценовая впадина внешней зоны Предкарпатского прогиба и западная центроклинальная часть наложенной мелпалеогеновой Причерноморской впадины.

Склон Восточно-Европейской платформы уступообразно и неравномерно погружается в область перикратонного Нижнедунайского палеозойского прогиба, ограниченного на севере Стояновско-Чадыр-Лунг-Арцизской зоной разрывных нарушений. Блоковое строение погруженного склона фундамента выражено выступами (Ореховско-Суворовский), валами (Саратский) и грабен-синклиналями (Алуатская и Тузловская). Господствующим простиранием крупных складчатых структур палеозойского чехла является северо-западное. Южную границу древней Восточно-Европейской платформы следует связывать с Валенско-Бартинской зоной минимумов силы тяжести, надвиговыми дислокациями в юре в районе Измаила и грабен-синклиналями, выполненными осадками позднего триаса в Килийской зоне.

Мизийская плита и ее восточная приподнятая блок-зона "земных сланцев" центральной Добруджи с Герцинско-киммерийской складчатой зоной (зона Мэчин и зона Тулча) сочленяются посредством глубинного разлома Печиняга - Камена. Фундамент Мизийской плиты имеет двухъярусное строение. Возраст нижнего этажа, сложенного кристаллическими сланцами, составляет 1700-1290 млн.лет, верхнего - "земные сланцы" - 550-455 млн.лет, что может указывать на позднебайкальскую его консолидацию.

Северное погружение герцинско-киммерийских складчатых структур образует в нижнем Припрутье выступ, разделяющий юрский прогиб на западный - Бырладский и собственно Преддобруджинский. В позднеорогенную стадию развития Карпат на эти структуры накладывается Фокшанская впадина с мощной, до 6-7 км, толщей мио-плиоцена. Стадии магматизма и вулканизма приурочены к пред- и послекарбоновому времени, к пермо-триасу в палеозойском прогибе и к триасу в зоне Тулча и отвечают эпохам тектонической активизации.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ДИСЛОКАЦИЯХ ПЛАТФОРМЕННОГО ПОКРОВА ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ПЛИТЫ

А.Я.Радзивилл

Институт геологических наук АН УССР

Дислокации платформенного покрова Волыно-Подольской плиты, оставаясь порой вне поля зрения геологов из-за малых амплитуд, а следовательно, малой выразительности, изучены недостаточно и прежде всего в тектонофизическом аспекте. Особенно мало сведений по мезо- и микроформам. Необходимость изучения этих форм, доступных наблюдениям в поле или под микроскопом, вызвана потребностями практики геологической съемки и поисков - потребностями выработать картировочные признаки структур покрова разных порядков. Кроме того, необходимо раскрыть механизм формирования отраженных структур, переход к их моделированию и реконструкции палеотектонических полей напряжения, изучить структурный контроль перераспределения минерального вещества.

Представлены новые данные, полученные по мезо- и микроструктурам в течение последних трех лет полевыми и камеральными работами.

В хрупкодеформированных породах наиболее четкими и "информативными" новообразованиями являются кластические дайки, созданные в результате заполнения трещин отрыва рыхлым материалом более молодых недиагенезированных осадков или в результате внедрения диагенезированных, но пластических масс (диапиризм). В вендских базальтах Берестовца развиты дайки карбонатных пород мела. Мощность до 0,1-0,15 м, протяженность (прослежено) более 50 м, залегание субвертикальное, реже пологое (12-20°). Установлена непрерывная связь даек с вышележащей меловой толщей, идентичность состава и фауны. Дайки группируются в зоны шириной 2-20 м субмеридионального простирания протяженностью до нескольких сотен метров. В зонах развития даек базальты приобретают шаровую отдельность, вторичную зеленую окраску, отличаются спецификой петрохимического состава. Образования даек синхронно с осадконакоплением мелового моря, с периодом позднемеловой трансгрессии, т.е. о общим прогибанием земной коры региона.

Аналогичные дайки описаны среди базальтов Яновой Долины и осадочных толщ венда бассейна Днестра. В Яновой Долине развиты также дайки кварцитовидных песчаников и кварца, связанные с вышележащими песчаными осадками палеогена (?). Известны здесь и кластические

дайки подстилающих базальты туфоалевролитов, образование которых вызвано подвижками домелового времени. Кластические дайки мергелей позднесарматского возраста характерны для структуры толтровых гряд.

Трещины скола сопутствуют пликативным дислокациям (участкам пластической деформации) и перекристаллизации некомпетентных слоев слоисто-неоднородных толщ. Пластические деформации прослоев алевролитов и глинистых сланцев наблюдаются в ритмичнослоистых пачках венда Приднестровья. Характерны дисгармоничные микроскладки и кливаж течения с новообразованиями вторичных слюд вдоль плоскостей скола. Участки тектонических микротекстур приурочены к флексурам, замкам складок и сбросам домезозойского возраста. На этих участках в прослоях известняков, деформированных пластично, появляются текстуры конус в конусе. Перекрывающие и подстилающие их песчаники и алевролиты деформированы хрупко. Тектонофизические условия образования некоторых конусовидных текстур (и тел) рассмотрены нами ранее (Радзивилл и др., 1972).

С тектонофизических позиций объяснимо локальное развитие конусовидных тел перекристаллизованных известняков толтровых гряд, ограниченных поверхностью максимальных касательных напряжений (угол у вершины конуса ~90°). Преобладает две системы трещин скола с четкими зеркалами скольжения и глинками трения - СВ 70° и СЗ 340°. Амплитуды сдвига измеряются метрами (Гуменцы).

В однородной толще нижнего мела Кременецкой гряды трещины скола прослеживаются по зеркалам скольжения, глинкам трения и скоплениям гидроокислов железа, а также по деформированным и перекристаллизованным (крупнокристаллическим) кремнистым желвакам.

В условиях слабо обнаженного платформенного покрова Волыно-Подольской плиты выявление мезо- и микроформ тектонического происхождения позволит надежно картировать и классифицировать по возрасту и генезису его крупные тектонические элементы.

ДНЕСТРОВСКИЙ ПЕРИКРАТОН

В.С.Заика-Новацкий

Киевский государственный университет

Особенности сочленения платформ с их складчатым обрамлением - одна из наиболее сложных проблем региональной тектоники. Поскольку краевые структуры обычно представляют собой прогибы, в пределах которых фундамент значительно погружен, их строение стало выясняться недавно, при совершенствовании буровой техники и геофизических

методов. В настоящее время известно несколько типов пограничных структур: краевые системы, прогибы, швы, глыбовые поднятия, перикратоны, экзогональные впадины и др. (А.А.Богданов, Е.П.Павловский, Ю.М.Пущаровский). Можно также наметить направление развития пограничных структур во времени и пространстве.

В пределах Украины и Молдавии на значительном протяжении можно наблюдать многие из перечисленных краевых структур, а также прослеживать их развитие в течение последнего полумиллиарда лет. Одной из таких структур, упоминаемой в последние годы в литературе, но до сих пор тектонически не проанализированной, является Днестровский перикратонный прогиб (Муратов, Мисунов, Чернова, 1962).

Днестровский перикратон является юго-восточной (украинско-молдавской) частью более крупной структуры - Западного перикратонного прогиба (Болгданов, 1968), однако по некоторым признакам отличается от последнего. Днестровский перикратон наиболее отчетливо проявляется в силуре и раннем девоне (жединский век), наследуя простирание галицийской (байкальской) краевой системы. Днестровскому перикратону свойственна структурно-фациальная ассиметрия, что позволяет различать его внутреннее и внешнее крылья (зоны). Внутреннее крыло сильно дислоцировано и сложено преимущественно глинистыми и известняково-глинистыми породами значительной (свыше 1500 м) мощности; внешнее крыло, прекрасно вскрытое Днестром и его правыми притоками, состоит из карбонатных пород умеренной (около 400 м) мощности. Со второй половины раннего девона (днестровское время) намечается поперечная структурная дифференциация и перикратон разделяется Подольским выступом фундамента на Львовский и Придобруджский прогибы, наследующие преимущественно структурную асимметрию. Дифференциация достигает максимума в юрском периоде, когда вдоль оси перикратона возникла цепочка в значительной степени изолированных грабен-синклиналей. Меловые впадины следует относить, очевидно, к наложенным, по отношению к Днестровскому перикратону, структурам. Система альпийских краевых прогибов обламывает юго-западное крыло Днестровского перикратона и лишь на отдельных участках параллельна последнему.

ХАРАКТЕР СТРОЕНИЯ ВЛАДИМИР-ВОЛЫНСКОГО РАЗЛОМА

(По материалам структурно-поискового бурения)

Э.С.Муравинский

Трест "Львовнефтегазразведка"

Структурно-поисковое бурение, проведенное КГП треста "Львовнефтегазразведка" в 1971-1972 гг. в районе г.Владимир-Волынского, позволило выяснить характер строения зоны Владимир-Волынского разлома, отделяющего Львовский палеозойский прогиб от Волынского выступа. От решения этого вопроса зависели перспективы нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой, примыкающих с юга к разлому нескольких тектонически экранированных структур. При наличии разрывов в осадочной толще верхнего протерозоя и палеозоя они могли бы рассматриваться как тектонически экранированные ловушки для нефти и газа. Материалы сейсморазведки не могли дать однозначного ответа, а могли только определить, что в пределах разлома, который имеет в этой части субширотное простирание, выделяются три тектонические ступени.

Специально для этого в 12 км восточнее г.Владимир-Волынского был пробурен профиль из трех структурно-поисковых скважин (№ 1, 2,9), пересекающий зону разлома с юго-востока на северо-запад в створе с ранее пробуренными глубокими скважинами Овадно-Радовичи-1 и Владимир-Волынский-1. По этим последним, отстоящим друг от друга на 5,5 км по обе стороны разлома, было известно, что амплитуда его по поверхности кристаллического основания составляла 2500 м.

794

Все три скважины, глубиной 915-1102 м, под горизонтально залегающей толщей верхнего мела мощностью 220 м вскрыли взаимно дополняющие друг друга разрезы очень круто падающих пород от нижнего девона до верхнего валдая. Причем при движении на северо-запад скважинами вскрывались все более древние образования.

Скв. № 2, начинающая профиль с юго-востока, вскрыла мощную толщу пород тиверской серии нижнего девона и скальский горизонт верхнего силура с углами падения по керну 40-50°, местами до 60°.

Пробуренная в 700 м северо-западнее скв. № 9 прошла полный разрез силурийских отложений и под 17-метровой пачкой ордовика вскрыла самую верхнюю часть кембрия. Все породы оказалась наклоненными под углами 45-50°.

Наконец, в скв. № 1, расположенной в 1100 м к северо-западу от скв. № 9, были вскрыты отложения кембрия с углами падения 70-80°.

Ниже, в забойной части, скважина вскрыла породы валдая, падающие под углом 50-55°.

Кроме описанного профиля, в зоне разлома оказалась еще скв. № 6, пробуренная на северной окраине г.Владимир-Волынского. Здесь были вскрыты отложения верхнего силура с углами падения 55-60°, перекрытые горизонтально залегающими породами карбона. Этот факт свидетельствует о резком угловом несогласии между отложениями карбона и силура и позволяет определить верхний предел проявления тектонических движений как докаменноугольный.

Следует отметить, что ни одна из скважин не встретила дизъюнктивных нарушений.

Таким образом, геологические и геофизические данные позволили сделать вывод, что в зоне Владимир-Волынского разлома вместе с кристаллическим основанием разорваны только верхнепротерозойские осадочные и вулканогенные образования (полесская, волынская и валдайская серии). Образовавшиеся тектонические блоки ступенеобразно погружаются в южном направлении. Отложения палеозоя, по-видимому, облекают эти ступени в виде очень крутой, сложно построенной флексуры. Итак, в породах палеозоя на опущенном крыле флексуры нет условий для образования тектонически экранированных залежей нефти и газа.

ДРЕВНИЙ ЛИ ЩИТ УКРАИНСКИЙ КРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ МАССИВ ?

В.И.Антипов

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Относительно времени стабилизации Украинского кристаллического массива и превращения его в древнюю платформу существует две точки зрения. Большинство исследователей, принимая овручскую серию пород за типично платформенные образования, считает, что он закончил свое геосинклинальное развитие в раннепротерозойскую эпоху. Правда, В.Е.Хаин (1971), также разделяющий это мнение и относящий овручский комплекс к отложениям платформенного чехла, все же считает, что он накопился в условиях интракратонной геосинклинали. Меньшая часть исследователей, отождествляя верхнюю часть разреза овручской серии, имевшей по их мнению более широкое распространение, с заключительной стадией геосинклинального развития, окончательную стабилизацию Украинского массива связывает с готским этапом тектогенеза.

Казалось бы, что вторая точка зрения менее логична, так как из-за отсутствия в пределах щита более древних, чем мезокайнозой-

ские, типично платформенных образований она не дает оснований для суждения о древности его консолидации. Фиксирующиеся на юго-западном и южном склонах массива породы венда и нижнего палеозоя отличаются повышенными мощностями и большим количеством вулканогенных пород нередко в спилито-кератофировой формации, т.е. качествами, не свойственными для платформенных участков. Наоборот, существуют факты, свидетельствующие о более молодом времени его стабилизации. В частности, не сообразуется с существующими мнениями высокая ступень метаморфизации докембрийских образований, которая не могла осуществиться в приповерхностных условиях залегания. А это значит, что в свое время щит был перекрыт мощной толщей осадочно-вулканогенных пород. Не отвечает предполагаемой древности Украинского щита ни общая мощность земной коры, достигающая 52 км, ни резко волнистый рельеф поверхности Мохоровичича, которые являются характерными признаками молодых платформ. Не соответствует типично платформенным условиям развития и высокая степень его активности, выражавшаяся в постоянной склонности к воздыманию. По сути, на протяжении длительного периода времени (верхний протерозой - палеозой) он являлся основным источником поступления терригенного материала в обрамлявшие его прогибы, в которых накопились огромные мощности осадочно-вулканогенных пород. Не согласуется также и унаследованный от готид характер развития основных структур, ограничивающих Украинский массив или находящихся в его пределах.

Таким образом, если принимать во внимание отмеченные обстоятельства, а также учитывать (Антипов, Клиточенко, 1971) особенности геотектонического развития обрамляющих Украинский щит прогибов - Большедонбасско-Припятского, с одной стороны, Причерноморской группы впадин и Львовского прогиба - с другой, то время окончательной стабилизации Украинского массива правильнее, на наш взгляд, отождествлять с герцинским этапом эволюции, а его Приазовского блока - с киммерийским. Этому не противоречит и вторая точка зрения. А отсюда следует, что Украинский массив - не древний щит, а молодая (в основном эпигерцинская) платформа, в истории развития которой он в начале (рифей - венд) играл роль центрального антиклинория, а затем (палеозой) - срединного массива. Сказанное в значительной мере расширяет перспективы поиска залежей нефти и газа как на погруженных склонах массива, так и в ограничивающих его прогибах. С этой точки зрения весьма перспективен в отношении нефтегазоносности и Львовский прогиб, в пределах которого совершенно безосновательно был резко сокращен объем глубокого поискового бурения.

О ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ПРИРОДЕ ТОЛТРОВОЙ ГРЯДЫ

Т.А.Знаменская

Институт геологических наук АН УССР

Толтровый кряж, или гряда, описан в основном в работах палеонтологического и литолого-стратиграфического направлений. Вопросы тектоники в них решались попутно.

Наиболее общие связи линейной зоны Толтрового кряжа с глубинной тектоникой впервые определил В.Г.Бондарчук (1953), указав на ее приуроченность к краю Подольской плиты, играющему в миоцене роль своеобразного шарнира, на запад от которого простиралась более подвижная, а на восток – более устойчивая зона; к шарниру приурочена литотамниевая зона и эпигенетически наложенный на нее Толтровый кряж.

Новые данные позволяют проследить влияние этой линии на структуру более глубоких горизонтов платформенного покрова. Это проявилось в характере фаций нижнего кембрия (данные Ханисенко, Иванченко, Брацлавского, 1971), развитии в ее пределах силурийских строматопоровокоралловых биогермов (Елтышкова, Предтечинский, Сытова, 1971), двух типов разреза сеноманских отложений к востоку и западу от нее. В предтортонское время отмечается параллельное гряде валообразное поднятие, свод которого сложен силурийскими известняками (Королюк, 1952). В пределах МССР южное окончание гряды совпадает с западной границей Кодр (восточная граница Кодр совпадает с линией, которой подчинено простирание Кишеневской среднесарматской рифовой полосы (Каманин, 1953).

Таким образом, в пределах юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы наблюдается долгоживущая линейная структура, резонансно реагирующая на движения геосинклинальной области.

В пределах указанной зоны отмечается приуроченность рифовых массивов Толтровой гряды к сводовым частям пологих антиклинальных складок (Арапов, Бурденко, Яшкин), что согласуется с выводами (Андрусов, 1909; Раузер-Черноусова, 1950, и др.) о приуроченности массивов ископаемых рифов к антиклинальным структурам и одновременности формирования структур и рифов.

Указанная структурная приуроченность гряды позволяет объяснить с тектонических позиций закономерности размещения и текстурные особенности рифовых массивов: выдержанное на протяжении всей гряды простирание основных систем трещин, параллельных и перпендикулярных

направлению Толтровой зоны (СЗ 330 - 340°, СВ 60-70°), которые часто сопровождаются зеркалами скольжения, кластическими дайками, шаровой отдельностью; аналогичный характер сопряжения основной и боковых гряд массивов, оси которых образуют угол, близкий к прямому, и др. С этих же позиций можно объяснить избирательную перекристаллизацию рифовых массивов, которая определяет промышленный тип известкового сырья.

Можно также сопоставить это явление с описанными в литературе, суть которых состоит в том, что в замковой части складок происходят процессы, проявляющиеся в перекристаллизации, миграции химических элементов и т.д. Физический смысл их освещался в некоторых работах (Чередниченко, 1964, и др.): при деформации в пологие складки горные породы оказываются в условиях сложнонапряженного состояния, причем в общем случае при поперечном перегибе в ядре складки (участке, ограниченном максимальными касательными напряжениями) образуется так называемый пластический шарнир, в результате чего происходят перекристаллизация и другие минеральные преобразования.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ТЕКТОНИКЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

А.К.Иванов, В.А.Кушнирук, В.Я.Караваев

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР,
Львовско-Волынское управление шахтной геологии

Согласно сложившимся в результате геологоразведочных работ представлениям рассматриваемый район расположен в пределах Межреченской синклинальной складки с очень пологим восточным (до 1-2°) более крутым западным (до 8°) крыльями. Складка замыкается на юго-востоке и, несколько расширяясь, под углом 1-2° погружается в северо-западном направлении. Данные детальных и эксплуатационных разведок позволили существенно дополнить и уточнить первоначальные представления о тектонике юго-восточной части Львовско-Волынского угольного бассейна, а также выявить некоторые закономерности в развитии пликативных и разрывных нарушений в пределах исследуемой территории.

В западной части района отчетливо прослеживается Западное погружение, морфологически представленное асимметричной открытой на северо-запад синклинальной складкой 3-го порядка; более крутое западное крыло ее осложнено тектоническими разрывами, среди которых

выделяется Жужелянский надвиг с амплитудой вертикального смещения 50-80 м. Восточное крыло нарушено серией мелких компенсационных сбросов. Длина складки - 13 км, ширина - 2,5 км. С юго-востока на северо-запад, деля этот район на две почти равные части, проходит Центральное флексурообразное поднятие, односторонне замыкающееся на северо-западе. Поднятие при ширине 1,7 км прослеживается на 18 км. Сводовая часть его нарушена продольными тектоническими разрывами сбросового типа. Западное крыло поднятия является общим с Западным погружением, а восточное, весьма пологое, переходит в узкое (около 1 км) слабо выраженное Восточное погружение, ось которого в южной части испытывает виргацию и образует ветвящуюся систему коротких субширотных складок. Восточное погружение, а также сменяющее его, сравнительно короткое (5 км) и узкое (1 км). Диагональное поднятие значительно осложнено сбросами, которые, как правило, веерообразно расщепляются в юго-восточном направлении.

Средняя и северная части восточного крыла Межреченской синклинали (в границах шахт № 2-ВМ, 1-ЧГ и 2-ЧГ) по характеру и ориентировке складок резко отличаются от описанной площади. Здесь развиты незначительные по длине (1-2 км) и ширине (250-500 м) складки субширотного и субмеридионального простираний, кулисообразно заходящие одна за другую и нарушенные нормальными пологими сбросами.

Кроме продольных складок в юго-восточной части бассейна находятся поперечные флексурообразные поднятия. В районах стыка этих структур наблюдается ундуляция осей продольных складок. Своды поперечных флексур нередко нарушены сбросами, для которых характерно выполаживание поверхностей смесителей к северо-западу, т.е. в направлении погружения оси Межреченской синклинали.

Анализ морфологии и характера продольной и поперечной складчатости в отложениях намюрского и башкирского ярусов юго-восточной части Львовско-Волынского бассейна позволяет сделать следующие выводы: 1) продольная и поперечная складчатость являются отражением блоковых перемещений по сбросам кристаллического основания; 2) испытывая общий наклон к юго-западу, блоки своим ступенчатым характером определяют неравномерность погружения оси Межреченской синклинали в северо-западном направлении; 3) в более глубоко залегающих продуктивных отложениях визе следует ожидать более интенсивной тектонической нарушенности, чем в образованиях намюра; 4) имея более выраженный характер в породах визе, поперечные флексуры могут существенным образом влиять на угленосность, что необходимо учитывать

при геологоразведочных работах; 5) тектоника района несомненно значительно влияет на распределение природных газов в угленосной толще.

К ВОПРОСУ О СТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПРИПЯТСКОГО ВАЛА

Г.А.Уженков
Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Структурные особенности северо-восточной части Волыно-Подольской плиты описаны в литературе недостаточно. Пробуренные в последние годы скважины позволили получить новые данные относительно геологического строения этого района. В результате проведенных геологосъемочных работ нами установлена Дубровицкая структура кристаллического фундамента, которая отчетливо выделяется в восточной части Припятского вала на общем фоне областей со значительно опущенным кристаллическим основанием. Формирование и обособление этой структуры от Припятской впадины, Львовского прогиба и Украинского щита сопровождалось возникновением серии разрывных нарушений субширотных, субмеридиональных и диагональных систем, обусловивших сложное ступенчатообразное строение как сводовой части поднятия, так и его склонов.

Северо-восточный склон Дубровицкого поднятия погружается в сторону Припятской впадины и сливается с ее юго-западным бортом. Резкое погружение кристаллического основания сопровождалось разломами с амплитудой смещения до нескольких сот метров. Относительно погруженная юго-западная часть Припятской впадины сложена мощной толщей пород верхнего протерозоя, среднего и верхнего девона, тогда как в строении осадочного чехла Дубровицкого поднятия участвуют лишь отложения полесской серии. Юго-западный склон структуры представляет собой ступенчатообразное погружение кристаллического основания в сторону Львовского прогиба по многим разломам: Дубровицкому, Стублинскому - северо-восточного простирания, Ровенской зоне разломов - субмеридионального простирания с амплитудой смещения западного блока до 500-600 м. От Украинского щита (северо-западное окончание Осницкого блока) Дубровицкое поднятие отделяется Любиковичским грабеном широтной ориентировки. Грабен осложнен разломами меридионального направления и сложен терригенными осадками полесской серии мощностью более 300 м, местами с явно нарушенной структурой: слоистость песчаников направлена под углом 40-80° к оси керна, многочисленные вертикальные экзотрещины смещены горизонтально по плос-

костям разрывов, аргиллиты с зеркалами скольжения, комковатые, перемятые.

Минимальная глубина залегания кристаллического основания сводовой части Дубровицкого поднятия составляет 87-200 м. Эта структура разбита в свою очередь тектоническими нарушениями на более мелкие блоки. Малые разрывные нарушения с амплитудой смещения блоков до нескольких десятков метров имеют местное значение, особенно субмеридиональные глубинные разломы. К этим разломам или к местам пересечения тектонических нарушений приурочены интрузии габбро-диабазов и габбро-долеритов. Разломы, возникшие в фундаменте платформы, сохраняли свое значение подводящих каналов для магмы в течение длительного времени, о чем свидетельствует неоднородность поступления магматического материала на одном и том же участке в зоне одного разлома. Среди малых интрузий выделяются недифференцированные тела или значительно дифференцированные. Химические анализы по разрезам некоторых интрузий позволили проследить степень, характер дифференциации интрузий. Несмотря на общее сходство химического состава подавляющего большинства интрузий, а также сходство с эффузивами Волыни, отчетливо устанавливаются характерные различия для дифференцированных интрузий: постепенное возрастание MgO, Al_2O_3 с одновременным уменьшением CaO, Fe общего, а также к природной части интрузий SiO_2.

Сопоставление геологических разрезов малых интрузий Дубровицкого поднятия с интрузиями Норильского района и другими никеленосными интрузиями химических и петрографических характеристик свидетельствует об их большом сходстве.

О ТЕКТОНИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЗАПАДНОЙ ЧАСТЕЙ ЮЖНОГО СКЛОНА УКРАИНСКИХ КАРПАТ

О.С.Вялов, С.П.Гавура, В.В.Даныш, И.Т.Цик

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Одной из проблем тектоники Украинских Карпат является проблема структурно-фациальной зональности их южного склона. В начале 60-х годов в его западной части была уточнена северная граница Магурской зоны и впервые охарактеризована Дуклянская зона. Спустя некоторое время детализировано соотношение Мармарошской, Раховской и Чарногорокой зон в крайней восточной части южного склона, граничащей с Румынскими Карпатами. Здесь, наряду с выделявшимися до

этого единицами, были обособлены Суховская и Буркутская. Что касается увязки отдельных зон, установленных в крайних западной и восточной частях территории, то произвести ее до сих пор не удается. Это вызвано недостаточной изученностью междуречья Латорицы и Теребли, а также противоречивым толкованием термина "структурно-фациальная зона" и чрезмерно свободным его применением. Кроме того, оно дополнительно обусловливается ревизией недавно принятых схем, выделением параллельных названий зон или подзон с некоторым изменением их объема и стремлением отдельных авторов почему-то обязательно протянуть те или иные зоны вдоль всего южного склона.

При выделении тектонических единиц ранга зон большинство исследователей Карпат принимает за основной критерий геологическую структуру территории и отличительные черты фациального характера верхнемеловых отложений. Исходя из этого принципа в пределах значительной части территории междуречья Ужа и Боржавы к северу от Пенинской зоны четко обособляются Магурская и Дуклянская структурно-фациальные зоны.

Магурская зона в новом уточненном в Западных Карпатах объеме характеризуется развитием иноцерамовой фациальной разновидности верхнего мела. Ее структура определяется наличием чешуй, охватывающих преимущественно моноклинали, с надвиганием древних мел-палеоценовых флишевых образований на более молодые. Выделенные в ее составе по отличию палеогенового разреза три подзоны установлены и на нашей территории. Однако если более северные Рачанская и Быстрицкая подзоны в долине р.Уж выклиниваются, то крайняя южная (Кохановская) прослеживается в бассейн Латорицы. Восточнее предполагается ее соединение с западным окончанием флишевой оболочки Мармарошского массива.

Для Дуклянской зоны характерно развитие березнянской фации верхнемелового флиша, наличие многочисленных чешуй, крутых, запрокинутых и пологих надвигов, крупных тектонических останцов и скл. Нередко здесь отмечается надвигание молодых олигоцен-эоценовых образований на более древние. Отличительные особенности разреза палеогена послужили основанием для выделения в ее составе нескольких подзон (с юга на север): Турицкой, Дусинской, Ставнянской и Ужокской. Каждая из них объединяет серию чешуй, охватывающих отдельные складки или же их части.

Турицкая подзона в бассейне Турьи разбита продольными нарушениями на три чешуи. Восточнее, в долине Латорицы, она прослеживается уже только в виде одной чешуи, образующей в бассейне Свалявки полу-

останец.Дусинская подзона в пересечении по р.Уж состоит из девяти чешуй, а в пересечении по Вече – только из четырех. В бассейне Боржавы она уходит под надвиг Суховской зоны. В структурном плане для этой тектонической единицы примечательно наличие крупных останцов (Полонина Ровная), окон и полуокон (Верхняя Грабовница). Основываясь на развитии своеобразной дусинской фации олигоцена,О.С.Вялов считает ее зоной. Следующая к северу Ставнянская подзона, как и предыдущие, заметно сужается с запада на восток и в междуречьи Боржавы и Рики уходит под Суховской надвиг. На р.Уж она объединяет три чешуи с крупными складками в каждой из них, а на Вече представлена только одной. В отличие от Дусинской подзоны разрез палеогена здесь иной. Отличен он и в Ужокской подзоне, включаемой О.С.Вяловым в виде Ветлинской и Буковецкой подзон в состав зоны Кросно. Однако верхний мел представлен здесь в березнянской фации. Из шести чешуй этой подзоны на р.Уж в бассейне Латорицы прослеживается только две. Допустимо, что ее восточным продолжением может быть Красношорская единица.

Вся описанная территория сильно разбита не только продольными, но и поперечными нарушениями, которые во многом определяют сложность в прослеживании чешуй и в площадном распространении разнотипных отложений.С этой ситуацией тесно связана и проблема сопоставления тектонических единиц.

О СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ И ВОЗРАСТЕ СКЛАДЧАТОСТИ ВО ВНУТРЕННЕЙ ЧАСТИ СОВЕТСКИХ КАРПАТ

М.А.Беэр, С.Л.Бызова

Московский государственный университет

Результаты десятилетних исследований позволили нам предложить новый вариант схемы зональности этой области, имеющий некоторые отличия по сравнению с предлагавшимися ранее. В его основу положена резкая смена расположения фациальных зон флишевых Карпат на рубеже сеномана и турона. Фации нижнего мела – сеномана отвечают наиболее крупным единицам – группам зон.Различия в разрезе верхнего мела и палеогена внутри зон служат основанием для выделения фациальных зон и подзон.Нами отмечается три крупные структурно-фациальные единицы:Мармарошская,Буркутско-Раховская и Силезско-Черногорская группы зон.К ним могут быть приравнены по масштабу на севере – Скибовая, а на юге – Пенинская зоны.

Мармарошская группа зон состоит из трех самостоятельных единиц. Зона Мармарошского массива представляет собой выступ домелового фундамента, для которого характерно развитие раннемеловой складчатости, проявившейся в форме пологих покровов основания. Зона Мармарошских утесов структурно отвечает внешнему краю Деловецкого покрова Мармарошского массива. Отложения верхнего мела и палеогена в обеих зонах представлены постскладчатыми мелководными фациями. В пределах Драговской зоны развиты отложения мела и палеогена более внутреннего флишевого прогиба. В Румынии она сопоставляется с внутренней частью Марамурешского прогиба. Ее непосредственным северо-западным продолжением является Кохановская единица Магурской зоны Восточной Словакии. Эквивалент внешних единиц Магуры - Порошковскую зону мы сейчас рассматриваем как возможный элемент Мармарошской зоны утесов.

Выделяемая в южной части Буркутско-Раховской группы зон Раховская зона сложена в основном глинистыми породами нижнего мела; в бассейне Тересвы она включает также и породы верхнего мела. Специфика более внешней Буркутской зоны определяется развитием в ее пределах мощной песчаной толщи верхнего альба-сеномана (буркутская свита). Буркутско-Раховской группе зон свойственны своеобразные структуры, в формировании которых большую роль играют явления дисгармонии и срывов на границе мощных толщ разной компетентности. Особенно ярко подобный срыв проявился в образовании Смерековского покрова в бассейне Ужа и Латорицы. Этой группе зон отвечают в Румынии зоны Чахлэу и Теляжен, а в Восточной Словакии - южная часть Дуклянской зоны (продолжение Смерековского покрова).

Характерной особенностью Силезско-Черногорской группы зон является чешуйчатое строение и косое расположение ее внутренних элементов относительно ограничивающих надвигов. На западе в эту группу зон включаются Дуклянская, Субдуклянская, Силезская и Субсилезская зоны, на востоке - Черногорская зона с ее шестью подзонами. На юго-востоке рассматриваемая группа зон, представленная Черногорской зоной, точно отвечает зоне Аудиа в Румынии. На северо-западе все составляющие ее зоны продолжаются в Восточной Словакии и Польше.

В новейших тектонических схемах Румынских Карпат отчетливо выделяются области меловой и неогеновой складчатости; границей служит внешний край зоны Чахлэу. На советской территории областью меловой (предпозднеальбской) складчатости заведомо является продолжение Мармарошского массива. В области его северо-западного погружения и в смежных с ним областях усиливается влияние послепалеогеновой складчатости, которая здесь наложена на проявления меловых

движений. К числу таких зон мы относим зону Мармарошских утесов, Раховскую, а также по косвенным признакам Пенинскую и Драговскую зоны.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕКТОНИКИ И МЕТАЛЛОГЕНИИ СОВЕТСКИХ КАРПАТ

Г.Г.Сасин

Закарпатская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

В последние годы исследователи Советских Карпат успешно разрабатывают различные вопросы тектоники этого района, например, работы О.С.Вялова, В.В.Глушко, В.Е.Хаина, В.И.Славина, Я.О.Кульчицкого, С.С.Круглова, В.В.Даныша, С.Л.Бызевой, М.А.Беэра и др. При этом преобладает традиционный для Карпат морфологический или структурный подход, значительно меньше внимания уделяется генетическому направлению тектонических исследований, имеющему первостепенное значение при металлогеническом районировании и прогнозной оценке.

Нами предпринята попытка решить некоторые вопросы тектоники Советских Карпат, необходимых для металлогенического районирования и прогнозной оценки рудоносности региона.

I. Изучение степени магматической активности геосинклинальной складчатой области Внешних Карпат позволяет считать, что имеются основания для более уверенного выделения эвгеосинклинальной зоны и отнесения к ней при современной степени изученности Раховской и Суховской зон, считая остальную часть области миогесинклиналью. Этот вывод, а также некоторые петрологические, геохимические и другие данные позволяют прогнозировать колчеданную рудоносность эвгеосинклинальной зоны.

2. Наряду с признанным большинством исследователей Пенинским и в меньшей степени Предкарпатским глубинным разломами, нам представляется возможным отнести к категории глубинных разломов Мармарошский, частично трансформированный в надвиг, а также выделение Трансильванского глубинного разлома как структуры, разделяющей Закарпатскую межгорную впадину на Мукачевскую и Солотвинскую (Марамурешскую) впадины и в значительной степени обусловившей принципиальные различия в строении их донеогенового фундамента, магматизме и металлогении. Кроме того, необходимо выделять приразломные зоны неогеновой активизации, наложенные на различные структурные элементы.

3. Принципиальные структурные различия донеогенового фундамента Большой Венгерской, Трансильванской и Закарпатской межгорных впадин, особенности магматизма и металлогении зоны сочленения первых двух с третьей обусловлены наличием под молассовым чехлом Земплин-Циблешского геоантиклинального поднятия.

Обсуждение и дальнейшая разработка этих вопросов – важное направление исследования тектоники Советских Карпат в связи с проблемами металлогении и прогнозной оценки рудоносности региона.

Необходимы также палеотектонические обобщения, учитывающие новейшие данные глубокого бурения и геофизических исследований.

ТЕКТОНИКА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ФЛИШЕВОГО ЗАКАРПАТЬЯ

П.Н.Царенко

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Геология этой части флишевого Закарпатья в последние годы была в основном уточнена и пополнена новыми сведениями о его внутренней структуре. Кроме уже известных тектонических единиц, положение которых было намечено еще польскими и чехословацкими исследователями, к настоящему времени добавились новые зоны, подзоны, скибы и т.д.

Так, в крайней южной части Скибовой зоны (Горганская подзона) были выделены скибы Синевира, Брустуранки и Славска. Характерной особенностью первых двух скиб является их постепенное воздымание к северо-западу, где они вначале переходят в пологие покровы, а затем денудируются.

Более южные тектонические элементы – Свидовецкая и Красношорская подзоны первоначально были выделены и отнесены к Черногорской зоне. Позже к Черногорской зоне мы стали относить лишь тот ее участок, в котором развиты скуповские и черногорские песчаники (Скуповская и Говерлинская подзоны).

Свидовецкую и Красношорскую единицы по специфическому набору верхнемеловых пород, тектоническому стилю и положению следует перевести в ранг зон. Эти зоны распространены лишь на территории Украинских Карпат и не выходят за их пределы.

Протягиваясь в длину до 100 км от истоков Белой Тисы и Черного Черемоша, Свидовецкая зона по простиранию постепенно погружается к юго-западу в поле кросненских отложений Кросненской (Силезской) зоны. По своей внутренней структуре, а также структуре сла-

гающих ее комплексов зона отчетливо делится на три поперечных участка. Крайний восточный – наиболее приподнят и его слагает ряд узких, вытянутых, крутостоящих и даже вертикальных чешуй. Для центрального участка характерно наличие широких и пологих чешуй покровного типа (Шассы, Урды, Татарука), в которых еще сохранились фрагменты складок. Западный участок слагают чешуи Красной, Петровца и Ольшанки, сходные по стилю тектоники со Скибовой зоной.

Красношорская зона, более внутренняя по отношению к Свидовецкой, также значительна по размерам (около 80 км по простиранию). Она прослежена на востоке от бас. Черной Тисы до Тересвы – на западе. По характеру строения она сходна с Говерлинской подзоной, что обусловлено, вероятно, набором одинаковых отложений. Основу структуры зоны слагают узкие, протяженные и крутопадающие чешуи. Количество чешуй в различных местах зоны неодинаково и обычно их число колеблется от трех до восьми. Здесь широко развиты мелкие и локальные надвиги, поперечные разрывы различной амплитуды и протяженности. В верховьях Малой Шопурки и Косовской встречаются полуостанцы зоны. По южной окраине зоны на нее надвинуты песчаники буркутской свиты. В некоторых местах отмечаются постепенные переходы от шипотской свиты к буркутской, что позволяет предполагать существование единого Красношорско-Буркутского тектонического элемента, который в таком бы случае прослеживался от государственной границы с Румынией и до полонины Боржавы включительно. С юго-запада он, в свою очередь, повсеместно перекрыт надвигом Суховской зоны.

В бассейнах Черной Тисы – Малой Шопурки широко развита покровная тектоника, выклинивание Черногорской и Красношорской зон, изменение простирания отдельных чешуй, смена фаций и изменение амплитуды горизонтальных перемещений. Это указывает на существование скрытого поперечного разлома в комбинации с левосторонним сдвигом в нижнем структурно-формационном этаже, который ориентирован примерно вдоль течения Черной Тисы.

О ВОСТОЧНОМ ПРОДОЛЖЕНИИ СУХОВСКОЙ ЗОНЫ В УКРАИНСКИХ КАРПАТАХ

Р.И.Лещух

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Суховская свита (а впоследствии и целая структурно-фациальная зона) выделена недавно Я.О.Кульчицким. Отложения ее развиты между Черногорской и Раховской структурно-фациальными единицами и сопоставляются с зоной Теляжен Румынских Карпат. Крайние северо-запад-

ные выходы суховской свиты известны на южной окраине с.Дусино, а юго-восточным окончанием считались обнажения в бассейне р.Терешовы.

В последних работах, посвященных выяснению геологических - просов этой территории, наряду с незначительными изменениями, внесенными в трактовку объема некоторых свит и их возраста, было предложено (С.С.Круглов и др.) новое название "Поркулецкая зона", вместо принятого большинством геологов "Суховская зона".

Отсутствие выходов суховской свиты от бассейна Терешовы на юго-восток до границы с Румынией не позволяли говорить уверенно о распространении нижнего внутреннего покрова на этом промежутке. Проведенные в 1971-1972 гг. геологические исследования в некоторой степени уточнили этот вопрос.

В бассейне р.Белой Тисы, в небольшом правом притоке, впадающем в руч.Щауль 2,5 км выше плотины, в 200 м от его устья, обнажается суховская свита, представленная красными и зелеными, слабопесчанистыми, слюдистыми аргиллитами. Ниже, в основании склона, прослеживаются голубовато-серые с зеленоватым оттенком мергелистые перемятые глины. Из красных аргиллитов Н.В.Дабагян определила комплекс фораминифер, указывающий на сеноманский возраст исследуемых красных аргиллитов. Это отвечает средней части суховской свиты, которая в других разрезах (руч.Поркулец, Плыняк и др.) сложена зеленовато-серыми мергелями. В Румынии, в зоне Теляжен, сеноман представлен красными мергелями и серыми мергелистыми аргиллитами, которые охарактеризованы фауной аммонитов, белемнитов и иноцерамов, а также набором фораминифер, аналогичных названным. В песчано-глинистых отложениях белотисенской свиты, богатых растительными остатками, обнажающихся вдоль дороги по правому берегу р.Щауль несколько выше плотины и залегающих стратиграфически ниже, нами была найдена *Aucellina gryphaeoides (Sow.)*, указывающая на альбский возраст этих слоев.

Вторая точка выхода суховской свиты была обнаружена в верхнем течении р.Сарата (бас.Белого Черемоша) по ее правому притоку Блуденный, в 750-800 м от его устья. В русле наблюдается маломощный прослой красных и зеленых мергелистых глин. Из отложений, представленных сизовато-серыми глинами и залегающих стратиграфически несколько ниже, известны верхнеальбские и нижнесеноманские фораминиферы.

Суховская свита характеризуется непостоянством мощностей, фрагментарностью обнажений и в некоторых случаях представлена небольшими, быстро выклинивающимися полосками, что затрудняет прослеживание ее на большом расстоянии.

Приведенные данные позволяют уверенней сопоставлять отложения суховской свиты с аналогичными образованиями "нижнего внутреннего покрова" Румынии (зона Теляжен) и констатировать наличие Суховской зоны и на исследуемом промежутке Украинских Карпат.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СУБСИЛЕЗСКОЙ ЗОНЫ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

Б.Л.Головацкий

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В последние годы советскими геологами (Ладыженский, 1965; Вялов, 1965; Темнюк, Клищ, 1966) в Украинских Карпатах была выделена Субсилезская (Венгловецкая, Розлучская) зона. Размещаясь между Кросненской и Скибовой зонами она прослеживается узкой (до 2 км) полосой от окрестностей с.Орява до государственной границы с Польшей. Зона сложена пестроцветными, преимущественно глинистыми, часто известковыми отложениями верхнего мела (кампан, маастрихт, дат), палеоцена и эоцена. В строении зоны встречаются также менилитовые и кросненские образования олигоцена. С соседними тектоническими единицами она имеет тектонический контакт. Субсилезская зона в Украинских Карпатах (как непосредственное юго-восточное продолжение аналогичной тектонической единицы Польши) выделяется на основе сопоставления слагающих ее отложений с венгловецкой фацией, которая является характерной для верхнемеловых образований Субсилезской зоны Западных Карпат.

Детальные полевые исследования, а также анализ литературного материала позволили нам дополнить сведения о геологическом строении и нефтегазоносности Субсилезской зоны Украинских Карпат некоторыми данными.

1. В пестроцветных образованиях зоны увеличение глинисто-песчанистого материала и уменьшение известковости отложений происходит по разрезу снизу вверх. Среди этих пород чаще других более известковистыми являются разности зеленого цвета.

2. Осадконакопление отложений зоны происходило в своеобразных условиях, на что указывают глинисто-мергелистый состав пород, их пестроцветный облик, почти полное отсутствие песчаников, а также наличие медной минерализации (Мшанец).

3. Образования зоны формировались в пределах территории, история геологического развития которой отличалась не только от соседних Скибовой и Кросненской зон, но и от Субсилезской тектонической единицы Польских Карпат.

4. В отличие от покровно-чешуйчатого строения Скибовой зоны и зоны Кросно, отложения Субсилезской тектонической единицы Украинских Карпат в основном собраны в мелкие гофрированные складки или перемяты. В пределах зоны часто наблюдается тектоническая брекчия.

5. В северо-западном направлении Субсилезская зона Украинских Карпат продолжается на территории Польши среди пестроцветных отложений верхнего сенона-эоцена, обнажающихся в окрестностях Бандрува. Эти отложения постепенно переходят в иноцерамовый флиш (Житко, 1961).

6. Пестрые образования Субсилезской зоны Украинских Карпат и Бандрува представляют собой глинистую разновидность венгловецкой фации, занимающую в пространстве по отношению к Субсилезской зоне Польши (в ее юго-восточной части) более северное положение.

7. Субсилезская зона Украинских Карпат на всем протяжении характеризуется прямыми признаками нефтегазоносности (многочисленные нефтепроявления, сероводородные источники, мелкие заброшенные нефтепромыслы). Однако вследствие незначительного количества пробуренных в пределах зоны скважин и их недостаточной глубины (до 1000 м) перспективы нефтегазоносности территории остаются невыясненными. Необходимо доразведать заброшенные нефтепромыслы (в первую очередь в районе Грозовой), а также провести глубокое (более 4000 м) поисково-разведочное бурение на глубинные структуры Субсилезской зоны, перекрытые надвигом зоны Кросно, где условия сохранения залежей углеводородов являлись благоприятными.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ МАРМАРОШСКОЙ ЗОНЫ УТЕСОВ В МЕЖДУРЕЧЬЕ ТЕРЕБЛИ И МАЛОЙ УГОЛЬКИ

Ю.П.Скатынский

Закарпатская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

В результате проведенных работ в междуречье Теребли и Малой Угольки и по ее правобережью получены новые данные, значительно уточняющие существующие представления о геологическом строении Мармарошской зоны утесов. Из последних наиболее распространены суждения С.С.Круглова и В.Г.Чернова. С.С.Круглов (1965, 1971) рассматривает утесовые образования Мармарошской зоны как своеобразный гигантский конгломерат низов соймульской свиты апт (?) - сеноманского возраста. Глыбы и утесы известняков и других чужеродных пород классифицируется им как олистолиты, находящиеся повсеместно в нормальном седиментационном контакте с вмещающими их породами.

В.Г.Чернов (1968, 1972) в образованиях Мармарошской зоны выделяет несколько свит карбонатного, триас-юрского и мелового возраста. Им особенно популяризируется мнение, что залегающие в утесах известняки и вмещающие их аргиллиты одновозрастные, баррем-аптские и представляют собою широко распространенные в Средиземноморье ургонскую и цефалоподовую фации баррем - апта. Отложения же соймульской свиты, он полагает, залегают стратиграфически несогласно на вмещающих утесы образованиях.

Оба автора рассматривают слагающие Мармарошскую зону породы как стратифицированные в основном нижнемелового и сеноманского возраста. Однако изученные нами многочисленные контакты известняковых и другого состава утесов с вмещающими их породами повсеместно оказались тектоническими. Они выражены зонами милонитизации и глин трения, обычно облекающих утесы согласно их очертаниям. Вмещающие утесы породы по всей площади их распространения представлены разнообразными тектонитами (от крупнообломочных брекчий до милонитов). В относительно слабо переработанных их разностях нами во многих точках, согласно микрофаунистическим определениям Н.В.Дабагян, установлены образования верхнего мела (в фациях пуховской и ярмутской свит) и эоцена. Последние выявлены как на площади распространения соймульской свиты по С.С.Круглову, так и прилукской (верхний триас - нижняя юра) и каменеллинской (баррем - апт)свит по В.Г.Чернову.

Из сказанного следует, что собственно утесовые образования Мармарошской зоны на указанной площади представляют собою тектонический меланж эоценового (а возможно, и моложе) возраста. Данные В.Г.Чернова об одновозрастности известняковых утесов и вмещающих пород говорят, видимо, только о том, что в зоне меланжа в виде участков сохранились крупные блоки - целые фрагменты толщ.

Что же касается образований собственно соймульской свиты, то, по нашим данным, они повсеместно в пределах изученной площади перекрывают образования тектонического меланжа по пологому чешуйчатому надвигу. В свою очередь, их перекрывают две сближенные чешуи: верхнемеловых и нижнепалеогеновых отложений. Все три чешуи, надвинутые на утесовые образования Мармарошской зоны, являются элементами локальных надвигов, корневые части которых приурочены к южной границе зоны тектонического меланжа.

Широко распространенное в литературе мнение о том, что пуховская и соймульская свиты залегают относительно друг друга согласно, неверно. Также неправильно отнесение к соймульской свите конгломератов г.Плеши. Это более молодые, по-видимому, верхнепалеогеновые

образования, сформировавшиеся в приразломном грабене вдоль северной границы Мармарошской зоны утесов.

Подобные конгломераты прослежены с перерывами от г.Плеши до р.Теребля.

ОСНОВНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ДУКЛЯНСКОЙ ЗОНЫ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

Б.Т.Полонский

Львовская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

К Дуклянской зоне мы относим всю территорию, расположенную в Украинских Карпатах между Магурской и Силезской зонами. Существует несколько схем структурно-фациального районирования этой территории. Автор совместно с З.Ф.Жигуновой (1969) делит ее на три подзоны (С ЮЗ на СВ): Турицкую, Дусинскую и Ставнянскую.

Все исследователи признают чешуйчато-надвиговое строение Дуклянской зоны. Чешуи, однако, прослеживаются по простиранию на небольшие расстояния, затем сменяются новыми, другого строения и структурного плана.

Некоторые надвиги внутри Дуклянской зоны на порядок выше надвигов чешуй. Они трассируются по простиранию всей Дуклянской зоны в Украинских Карпатах и разделяют крупные структурные элементы внутри ее, надвинутые друг на друга в общекарпатском направлении (ССВ) и состоящие из ряда складок и чешуй.

Эти структурные элементы вполне сопоставимы со скибами Скибовой зоны Карпат. Термин "скиба" наиболее приемлим для их обозначения.

Итак, в Дуклянской зоне вкрест ее простирания, с ЮЗ на СВ, выделяется пять скиб: Турицкая, Бачавская, Сольская, Лютянская, Вышковская.

Структура Полонины Ровной является останцом Бачавской скибы на Сольской и Лютянской скибах.

В общем непрерывный процесс надвигообразования носил прерывисто-фазовый характер. Останец Полонины Ровной надвинут на уже сформированные до его надвигания структуры, в одну из наиболее поздних фаз.

Турицкая скиба слагает Турицкую структурно-фациальную подзону Дуклянской зоны, Бачавская и Сольская скибы – Дусинскую подзону, Лютянская и Вышковская скибы – Ставнянскую подзону.

Образование чешуй связано с развитием, преобразованием складок. Образование скиб – с преобразованием разломов фундамента Дуклянской зоны в надвиги флишевого чехла и не зависит от направления и конфигурации складок.

К ПРОБЛЕМЕ ПОКРОВНОГО СТРОЕНИЯ МАРМАРОШСКОГО МАССИВА В УКРАИНСКИХ КАРПАТАХ

В.И.Лашманов

Львовский государственный университет

В настоящее время одной из дискуссионных проблем геологии Украинских Карпат является проблема существования покровов в пределах советской части Мармарошского массива.

Впервые такую точку зрения на строение северо-западного окончания массива высказали московские геологи (Хаин и др., 1968). Они предложили рассматривать массив как структуру, состоящую из полого надвинутых друг на друга структурно-фациальных единиц (снизу вверх): Белопотокской, Розисской и Деловецкой. При выделении таких покровов руководствовались тем, что на определенных толщах фундамента развит специфичный, только для них характерный комплекс осадков верхнего палеозоя, триаса и юры, который не имеет ничего общего с одновозрастными отложениями, залегающими на других подразделениях основания массива. Наблюдаемое территориальное сближение одновозрастных пород домелового разреза чехла и лежащих на различных толщах фундамента интерпретируется как следствие горизонтальных перемещений большой амплитуды. Поэтому для тектонических выводов о внутренней структуре массива (его аллохтонное положение общепризнано), кроме данных по метаморфическому комплексу фундамента, большое значение имеют разнообразные сведения об особенностях строения его чехла. Полученные в последние годы материалы по стратиграфии, литологии, тектонике, метаморфизму доальбского комплекса северо-западного окончания массива противоречат предположению о его покровном строении. Такой вывод вытекает из следующих положений.

I. Установлено, что в сложении чехла участвуют толщи метаморфических пород, которые раньше относились к фундаменту. Это кузинская свита, для которой доказан триасовый возраст, а для ее низов подтвержден каменноугольный возраст и они выделены в мунцелульскую свиту, с которой начинается разрез чехла массива. К этому массиву отнесены кругловская и лехенская пачки деловецкой серии, верхнеюр-

ский возраст которых несомненен. В стратиграфическую схему чехла они вошли под названием довгоруньской и белашевско-головатичской свит.

2. Все подразделения чехла характеризуются единством структурного плана, отделены друг от друга (кроме верхнеюрских свит) только стратиграфическими перерывами и слагают единый структурный этаж.

3. Литолого-фациальные особенности карбон-юрских отложений чехла, их небольшие мощности, площадное развитие независимо от возраста подстилающих толщ фундамента, блоковый характер тектоники - все это говорит о формировании досоймульского комплекса Мармарошского массива в пределах единой структурно-фациальной зоны.

4. Вулканогенно-карбонатно-терригенный комплекс отложений карбона, перми, триаса и юры (квасninская, плесовская, каменештенская, маргитульская, рударненская, болтагульская и чивчинская свиты), вскрытых под поверхностью Мармарошского надвига, были сформирован в Радомирской зоне.

5. На территории массива максимальная длина тектонических нарушений надвигового типа редко превышает I,5-2,5 км. Их особенностью является небольшая (0,5-I км) амплитуда субгоризонтального перемещения и быстрая смена по падению угла наклона плоскости сместителя - I0 - 60°.

6. Отложения карбона, триаса и юры, развитые на поднятом субстрате Мармарошской зоны, претерпели локальный динамотермальный метаморфизм. Объяснению такого метаморфизма с позиций покровной тектоники противоречит следующее: неравномерное преобразование пород не только во всем домеловом разрезе, но и на одновозрастных стратиграфических уровнях одних и тех же свит из различных мест их развития; проникновение тепловых потоков и гидротерм в узколокальные зоны; этапность метаморфических реакций - осадки карбона были преобразованы в интервале 302-260 млн.лет, кузинской свиты - 221-196 млн.лет, верхнеюрских свит - I50-I00 млн.лет.

О ЛУЖАНСКОМ ПОПЕРЕЧНОМ ПОДНЯТИИ В СОВЕТСКИХ КАРПАТАХ

С.Л.Бызова, Н.И.Маслакова, М.А.Беэр

Московский государственный университет

В Советских Карпатах на участке между реками Тереблей и Тересвой расположен своеобразный тектонический узел, который хорошо читается на геологической карте. Здесь почти все структурно-фациальные зоны значительно сужаются. Одновременно наблюдаются местные

нарушения и необычные для Карпат структурные формы. Так, Мармарошская зона утесов в бассейне р.Великой Угольки испытывает воздымание и одновременное усложнение структуры, а в бассейне соседней с востока р.Лужанки она внезапно сокращается до полного выклинивания. В Раховской зоне на этом участке развита уникальная для зоны и редкая для флишевых Карпат Терешовская брахисинклиналь. Буркутская зона здесь резко воздымается и сужается, причем по ее внутреннему краю вырисовывается значительное поперечное смещение. Лужанская подзона Черногорской зоны в бассейне р.Лужанки резко изгибается по простиранию.

Проведенные наблюдения позволяют утверждать,что нарушения в современной структуре являются наследием длительных конседиментационных аномалий, проявившихся на разных стратиграфических уровнях. Особенно отчетливо это сказалось в эпоху формирования осадков соймульской и суховской свит (позднеальбское и сеноманское время). В Мармарошской зоне утесов в начале этой эпохи отлагались конгломераты в виде мощных коротких линз, что скорее всего свидетельствует о конседиментационных подвижках. В Раховской флишевой зоне к этому времени приурочено образование нефлишевой сравнительно мелководной толщи темно-серых и зеленовато-серых алевритистых мергелей суховской свиты.По нашим наблюдениям,в обе стороны от рассматриваемого аномального участка по простиранию зоны эта толща фациально замещается мелкоритмичным флишем. Присутствие в мергелистых породах суховской свиты в бассейне р.Терешовы прослоев грубого конгломерата с валунами свидетельствует о местном поднятии источника сноса. Аналогичные фациальные изменения прослеживаются и выше по разрезу суховской свиты, в туроне: глубоководный горизонт красных глин с характерной фауной агглютинирующих фораминифер на небольшом участке (руч.Поркулец) замещается богатой планктоном толщей менее глубоководных красных мергелей.

Несколько аномалий отмечается и в отложениях кампана. В это время формировалась нигде больше не известная толща терешковских песчаников с прослоем грубых полимиктовых конгломератов. В Лужанской подзоне в бассейне р.Лужанки кампанские отложения (черногорская свита) предоставлены гравелитами, конгломератами и иногда даже глыбовыми брекчиями. В той же чешуе по простиранию (северо-западнее и восточнее) конгломераты замещаются обычными для свиты песчаниками и песчаным флишем. Наконец, именно к этой поперечной полосе приурочено развитие кампана в фации красных мергелей с линзами конгломератов(Тересвинская подзона Черногорской зоны). Все рассмотренные фациальные изменения говорят о местном сравнительно широком и по-

разному проявившемся конседиментационном поперечном поднятии, охватившем несколько зон южной части флишевого трога.

Современная структура в пределах рассматриваемого участка Карпат помимо общего сужения всех зон характеризуется также и минимальным развитием покровов. В обе стороны от этой полосы одновременно с расширением зон наблюдается выполаживание надвигов. Анализ геологического и геофизического материала позволяет предположить, что изгибы простирания надвигов подчинены двум не проявившимся на поверхности разрывным нарушениям фундамента, соответственно лево- и правосдвиговым. Первое очень хорошо вырисовывается в бассейне Черной Тисы, второе более расплывчато намечается в бассейне Латорицы. Однако данные о том, что и эти нарушения являются конседиментационными, в настоящее время отсутствуют.

О ПОПЕРЕЧНЫХ СТРУКТУРАХ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ

Н.Е.Фельдбарг

Московский государственный университет

Работами В.Тейссейра, Г.Тейссейра, И.Б.Плешакова, И.В.Высоцкого, Г.Н.Доленко, В.В.Глушко и других исследователей установлено, что складчатые структуры Восточных Карпат и прилежащих прогибов осложнены поперечными деформациями, среди которых наиболее крупными являются Метакарпатский вал, Буковинское поднятие и разделяющая их Галицкая, или Паннонско-Волынская, депрессия, характеризующимися значительной глубиной заложения и длительной унаследованностью развития, включая новейший тектонический этап, что позволяет рассматривать названные структуры и как новейшие.

В этих поперечных мегаструктурах, в частности в Паннонско-Волынской депрессии, можно выделить менее крупные новейшие структуры "антикарпатского" простирания, среди которых наиболее значительные транскарпатские: Горганское поднятие и Латорицкая депрессия. Прочие неоструктуры обычно прослеживаются в пределах одной-двух структурных зон. В Карпатах таковыми являются Бескидское и Боржавское поднятия, Межгорская и Ясиньская депрессии. В Предкарпатском прогибе известны Старо-Сольско-Ходновичское, Орово-Раздольское, Майдан-Ивано-Франковское, Микуличин-Коломыйское поднятия и Крукеничская, Подбужская, Стрыйская, Болоховская, Долинская, Отынская, Надворнянская депрессии. В Закарпатье выделяются Ужгород-Чопское, Береговское, Солотвинское поднятия, Мукачевская и Иршавская депрессии.

Все эти структуры более или менее четко выражены в рельефе, а их признаки можно обнаружить во всех этажах альпийского комплекса и в доплишевом фундаменте.

Помимо упомянутых поднятий и депрессий "антикарпатского" простирания, складчатое сооружение Карпат и прилегающие прогибы осложнены многочисленными поперечными дизъюнктивными нарушениями, которые как правило, также являются унаследованными, захватывающими не только осадочный чехол, но и фундамент, и активизированными в новейший тектонический этап. В рельефе эти нарушения выделяются по деформациям исходной поверхности выравнивания и террас древних и современных долин, либо выражены в виде прямолинейных участков речных долин, сравнительно узких и протяженных депрессий и т.д. В осадочном чехле эти нарушения представляют собой зоны повышенных тектонических напряжений и образуют, благодаря пластичности флиша, полосы интенсивной трещиноватости, флексуры и - реже - пучки разломов или единичные разломы. В фундаменте наиболее крупным из этих зон, по геофизическим данным, отвечают разломы.

Большинство этих тектонических нарушений не выходят за пределы одной-двух структурных зон Карпат или прогибов, и лишь некоторые из них представляют собой транскарпатские структуры, разделяющие горное сооружение и прогибы на несколько крупных блоков, для каждого из которых характерны своеобразные черты рельефа, отражающие различную величину их поднятия. Каждый из крупных блоков небольшими разломами разбит на несколько более мелких блоков.

Приуроченность наиболее богатых залежей нефти и газа к бортам поперечных структур делает весьма актуальным и практически важным их изучение.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД КАРПАТСКОГО РЕГИОНА

Р.С.Копыстянский

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Образование трещин в горных породах зависит от соотношения прочности пород с силами, разрушающими связь между их частицами, оно обусловлено соотношением физических параметров пород и полей напряжений, возникающих вследствие геологических процессов. Поэтому при рассмотрении условий и механизма образования трещиноватости горных пород следует учитывать физико-механические и геологические данные.

Различная интенсивность развития и морфология трещин, разрывов, разломов обусловлены неодинаковыми условиями их образования. Процесс образования и развития представлял собой переход одних нарушений сплошности пород в другие, что в физическом плане выразилось в превращении микродефектов в макродефекты по схеме: вакансии → дислокации → микротрещины → макротрещины → разрывы → разломы → линеаменты. Этот процесс мог задержаться на любой стадии либо пройти весь путь. Переход одних разновидностей трещиноватости пород в другие осуществлялся с различной скоростью, отдельные этапы этого процесса могут сейчас проявляться четко или быть завуалированными. При этом возможна некоторая реверсия связей, т.е. образование, например оперяющих трещин, вблизи разрывов.

Образование трещин, разрывов, разломов было пульсационным процессом, на протяжении которого различно чередовались этапы роста и стабильности отдельных систем, что отразилось и на их фильтрационных свойствах.

Среди пластовых трещин карпатских пород развиты литогенетические и тектонические разновидности. Первые из них образуют повсеместно развитую трещиноватость, связанную с изменением объема пород на протяжении диагенеза, катагенеза и гипергенеза. Их неодинаковое развитие в породах различного литологического состава обусловлено в значительной степени неодинаково расположенными текстурными дислокациями. Образование тектонических трещин связано с различными этапами деформации пластов, в особенности с их изгибами, среди которых следует выделять: чистый, поперечный, продольный и продольно-поперечный. В Карпатском регионе преобладали два последних изгиба, сопровождавшихся, как правило, образованием трещин скола. Образование трещин кливажа соответствует местам наибольшей деформации сдвига и связано с площадкой текучести пород.

Локальные разрывы структур, сложенных породами карпатского флиша, образовались преимущественно в процессе складчатости нагнетания (коробления) и общего смятия (течения) под влиянием локальных полей тектонических напряжений. Разрывы структур Внешней зоны Предкарпатского передового прогиба связаны с глыбовой (штамповой) складчатостью. Большинство локальных разрывов образовалось во время второй карпатской фазы складчатости, причем их развитие сопровождалось возникновением или раскрытием оперяющих трещин (тектонических и литогенетических). Интенсивность развития разрывов в Карпатах соответствует интенсивности складкообразования.

Региональные разломы образовались под влиянием региональных полей напряжений, связанных с формированием тектонических зон и регионов, на протяжении различных геологических периодов и эпох. Предкарпатский и Закарпатский краевые разломы возникли под влиянием преимущественно вертикальных усилий. Надвиги, расположенные вдоль границ тектонических зон, являются поверхностным отражением глубинных разломов. Региональные надвиги внутри тектонических зон связаны с ростом локальных надвигов. Неодинаковая скорость надвигания обусловила появление некоторых поперечных разломов.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФОРМАЦИИ И ТЕКТОНИКА ЮГО-ВОСТОКА СОВЕТСКИХ КАРПАТ

Г.М.Панов

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

При изучении Карпатского горно-складчатого сооружения формационный анализ почти не производится и он зачастую сводится к литолого-фациальному расчленению стратифицированной толщи осадков. Считая основополагающим для выделения формаций парагенетическое направление (Н.С.Шатский, Н.П.Херасков и др.) и определяя геологическую формацию как "единое в структурно-вещественном отношении сообщество горных пород" (В.И.Васильев), автор попытался построить вертикальный формационный ряд альпийского этапа развития юго-восточной части Советских Карпат.

Наиболее нижние звенья альпийского этапа выражены офиолитовой формацией: серпентинизированные гипербазиты, габброиды, эффузивно-вулканогенные образования киммеридж-титона, яшмово-кремнистые, радиоляритовые и карбонатные осадки триаса-юры. Разрозненные выходы (фрагменты) офиолитовой формации контролируются Главным Мармарошским надвигом и характеризуют положение краевого офиолитового шва в восточных Карпатах.

Обогащенность грубообломочным и "экзотическим" материалом, неупорядоченность фаций, олистолиты - все это отличительные свойства вышележащей спарагмитовой формации, объединяющей нижнемеловой разрез. Распространение ее ограничено внутренней частью описываемой территории. Здесь, аналогично разрезам байкальского этапа Среднего Урала (по Б.Л.Келлеру), спарагмитовая формация занимает место флиша. Присутствующие в разрезе формации образования нижнего мезозоя, эффузивы и интрузивы (зона Мармарошских утесов, синклинали

Рарэу и Хэгимаш в Румынии) рассматриваются как аллофильные ее члены. Сходство отдельных разрезов спарагмитовой формации с молассами (буркутская свита, курбикортикальные слои) недостаточно для их определения как "молассоидной формации".

Флишевая формация включает комплекс песчано-глинистых мел-палеогеновых образований и, в отличие от спарагмитовой, ее разрез обнаруживает ритмичность и относительную устойчивость фаций. Структурные особенности флишевой формации заключаются в линейной зональности (чешуи, надвиги, покровы). Нижняя граница формации связана с накоплением шипотских слоев (баррем - апт). Основные свойства флишевой формации существенно изменяются на границе эоцен - олигоцен, поэтому необходимо выделить флишоидную формацию в объеме омбронской серии (олигоцен) как переходное звено к предкарпатским молассам. Формационный ряд юго-востока Советских Карпат завершает молассовая формация.

Выделенные формации характеризуют определенные этапы тектонического развития территории. В частности, офиолитовая формация, исходя из представлений .В.Пейве и др., указывает на заложение Восточно-карпатской геосинклинали на субокеанической коре в условиях растяжения, некомпенсированного прогибания и лептогеосинклинального осадконакопления. Спарагмитовая формация характеризует этап сжатия покровообразования во внутренних зонах и разрушения фронтальных частей покровов с накоплением грубообломочного материала (олистостром).

Покровообразование во внешней части (Покутско-Буковинские Карпаты) в некоторой степени связано с влиянием поддвига отдельных глыб платформенного обрамления (В.Е.Хаин, В.И.Славин), что вытекает из анализа сдвиговых дислокаций Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ПРОГИБОВ ЗАПАДНОЙ УКРАИНЫ И ЮЖНОЙ ПОЛЬШИ

А.П.Медведев, Б.П.Ризун

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В пределах Западной Украины и смежных районов южной Польши установлено несколько прогибов, выполненных угленосными верхнекаменноугольными отложениями: Львовско-Люблинский, Верхнесилезский, Южно-Судетский. Кроме того, имеются данные о существовании прогиба того же возраста в основании флишевых Карпат.

Эти прогибы известны уже давно, однако до сих пор их природа остается предметом дискуссии.

В последние годы как на Украине, так и в Польше проведен большой комплекс исследований (геологических, геофизических и др.), результаты которых позволили нам представить доальпийскую структуру региона в целом и определить генетический тип каждого из верхнекаменноугольных прогибов.

Отложения верхнего карбона (намюр, вестфаль) Львовско-Люблинского района накапливались в прогибе, который был заложен еще в среднем девоне. По многим признакам он должен быть отнесен к категории постумных передовых прогибов, которые располагаются вдоль границ древних и молодых платформ на месте передовых прогибов последнего геосинклинального цикла и характеризуются длительным периодом развития, превышающим период развития настоящих передовых прогибов, наличием молассоидных формаций, большой мощностью отложений, высокой скоростью погружения.

Верхнесилезский прогиб и прогиб в основании флишевых Карпат представляют собой либо сообщающиеся, либо разделенные поднятиями части единого предгорного прогиба, образовавшегося как на платформенном эпикаледонском (Верхняя Силезия), так и на геосинклинальном (Пракарпаты) основании перед фронтом Пракарпатско-Судетского герцинского горно-складчатого сооружения. Предгорный прогиб протягивается под надвигом Карпат от Покутья (а возможно даже от Добруджи) до Верхней Силезии. В районе Бытома он перерывается поперечным поднятием - "Метакарпатским валом", а дальше, вероятно, продолжается по другую его сторону под платформенным чехлом Предсудетской моноклинали в направлении "угольного пояса Европы".

Южно-Судетский прогиб безусловно является внутренним прогибом, полностью расположенным на герцинском складчатом основании и выполненным обломочными лимническими угленосными отложениями намюра, вестфаля и стефана.

СООТНОШЕНИЕ ТЕКТОНИКИ И СЕДИМЕНТАЦИИ В ПРЕДКАРПАТСКОМ И ЗАКАРПАТСКОМ МИОЦЕНОВЫХ ПРОГИБАХ

Д.В.Гуржий

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Образование молассовых формаций Предкарпатского и Закарпатского прогибов зависело от трех факторов: тектонического рельефа, климата и петрографического состава областей сноса терригенного материала. Контрастность рельефа в свою очередь тесно взаимосвязана

с блоковым строением фундамента. Перемещение отдельных блоков вдоль прогибов определило разную мощность отдельных свит.

Исследование фаций моласс показывает, что накопление осадков большой мощности медленно происходило в мелководном проливе. Нарушение ритмичности и цикличности совпадает с небольшими перерывами в осадконакоплении, когда дно бассейна воздымалось до нулевой линии.

Анализ гранулометрического состава моласс позволяет утверждать, что в процессе их седиментации преобладали медленные эпейрогенетические передвижения блоков фундамента. Образование слободских, трускавецких, терешульских конгломератов необходимо рассматривать как кратковременные эпизоды в истории развития исследуемых прогибов. Большая часть поступившего в Предкарпатский пролив терригенного материала – результат денудации внутренней островной суши.

На протяжении формирования миоценовых моласс геосинклинальная суша области Карпат характеризовалась слабо выраженным равнинным и холмистым рельефом.

Тектонические орогенические процессы в советской части Карпат не имели того глобального масштаба, который им часто приписывается. Здесь разломные процессы происходили медленно без образования сплошной веерной гряды конгломератов, наподобие Альпийских или Среднеазиатских моласс. В процессе седиментации Предкарпатских и Закарпатских моласс определяющую роль играли медленные вертикальные осцилляционные движения. При вертикальной направленности блоковых движений динамика приноса и разноса в бассейне терригенного материала соответствует скорости опускания данного локального участка. Наглядным примером такой синседиментационной тектоники является сочленение платформы и Внешней зоны Предкарпатского прогиба, сочленение Закарпатского прогиба и Карпатской флишевой области.

По вертикальным разломам отдельные блоки погружались больше, другие – меньше. Фациальный состав остался прежним: такое же ритмичное чередование песчаных глин, песчаников и алевролитов. Замедленное опускание блоков привело к подъему дна пролива до нулевой линии и, следовательно, к образованию лагун, озер с галогенной седиментацией, а в прибрежных участках и в низинных частях платформы – к накоплению органики. Все это создало многократную пестроту фаций. Молассовая формация Закарпатья отличается от предкарпатской наличием в ее составе туфогенных пород, однако тектоническая их природа имеет одинаковый осцилляционный характер.

Интенсивные орогенические процессы в Карпатах начались в конце нижнего сармата. С этого момента формируется вторая, но теперь

уже континентальная молассовая формация подгорновеерного типа. Об этом свидетельствует повсеместное распространение по обе стороны Карпат галечников и других аллювиально-делювиальных отложений мощностью до 30–40 и даже до 120 м.

ХАРАКТЕР СОЧЛЕНЕНИЯ ВНУТРЕННЕЙ И ВНЕШНЕЙ ЗОН ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Н.А.Диденко

Трест "Львовнефтегазразведка"

I. В настоящее время по тектоническому районированию Предкарпатского прогиба существует две принципиально отличные группы тектонических схем: двучленного деления (Богданов, 1949; Вялов, 1953; Ладыженский, Антинов, 1961; Доленко, 1962) и трехчленного деления (Диденко, 1964,1967; Буров, Глушко, Шакин, Шпак, 1969).

2. Единственно правильным следует признать двучленное деление Предкарпатского прогиба на Внутреннюю и Внешнюю зоны.

3. Контакт двух смежных зон Предкарпатского прогиба тектонический – надвигово-разрывной.

4. Динамика блоков погребенной части Внешней зоны прогиба регистрируется в неотектонических импульсах на поверхности надвига, что является критерием установления перспективных площадей на нефть и газ.

5. Метод исторического анализа в вопросе формирования и развития прогиба позволяет исключить наличие тортон-сарматских отложений к юго-западу от Прикарпатского разлома, кроме единичных реликтовых линз типа Ольховка и Рассольная(IO)в погребенных ядрах синклиналей.

НЕКОТОРЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О КРУПНЫХ РАЗЛОМАХ В СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ КАРПАТ И ПРИЛЕГАЮЩЕМ ПРЕДКАРПАТСКОМ ПРОГИБЕ

В.С.Меньшиков, В.К.Сельский, В.П.Осипов

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

На основании пересмотра результатов геофизических исследований авторами составлена схема расположения наиболее крупных разломов в фундаменте складчатой области Карпат и прилегающем Предкарпатском прогибе как Карпатского простирания, так и секущих их.

Выделенные нарушения сопоставляются и увязываются с последними сейсмическими данными.

Предполагается, что установленные поперечные нарушения повлияли на распределение осадков региона. Последнее обстоятельство иллюстрируется палеотектоническим профилем Карпатского простирания по палеогеновым отложениям I этажа складчатости Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

Сопоставление и анализ графических материалов позволили авторам сделать вывод о том, что крупные нарушения в фундаменте, выделенные по данным геофизических исследований, на палеотектоническом профиле характеризуются ступенеобразным изменением мощностей свит. Анализ распределения этих мощностей по отдельным свитам позволяет наметить участки ступенчатых разрывных нарушений и воздыманий палеозойско-мезозойского основания в процессе осадконакопления, а также сделать некоторые выводы о возрастных рамках тектонической деятельности в процессе седиментации осадков.

К ВОПРОСУ О СТРОЕНИИ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

И.Б.Вишняков, С.А.Маковский

Трест "Львовнефтегазразведка"

До недавнего времени общепринятым было деление Предкарпатского прогиба на две части - Внешнюю и Внутреннюю зоны (К.Толвинский, А.А.Богданов, О.С.Вялов и др.). В пределах Внутренней зоны выделялось до трех подзон (Вялов, 1953; Ладыженский, 1954, 1955; Доленко и др., 1969). В.В.Глушко (1959-1968) выделил здесь лишь две подзоны, придав им большую самостоятельность. Развивая это направление, В.В.Глушко и др. (1969) переводят Бориславско-Покутскую и Самборскую единицы в ранг самостоятельных зон (трехзонное деление Предкарпатского прогиба).

Еще в 1966 г. М.А.Вуль показал, что Бориславско-Покутский антиклинорий представляет сложное многопокровное сооружение складок с флишевыми ядрами. Одни нашли в этих покровах отражение их подзон; другие ограничили распространение флишевых образований Бориславско-Покутской зоной, лишив Самборскую зону геосинклинального основания.

Авторы считают, что Внутренняя зона Предкарпатского прогиба сформировалась в пределах краевой части Восточно-Карпатской геосинклинали, ограниченной Предкарпатским глубинным разломом. Ее юго-западный борт (Береговая скиба и верхний покров складок Бориславо-

ско-Покутского антиклинория) выполнен молассами поляницкой, воротыщенской и, частично, стебникской свит; северо-восточный - грубообломочными молассами с экзотическим материалом.

Логично было бы ожидать в средних покровах складок наиболее мощный и полный разрез моласс нижнемиоценового прогиба. Однако бурением доказано, что эти покровы, в лучшем случае, сохранили отложения поляницкой и низов воротыщенской свит, а иногда совершенно лишены молассового чехла.

Эти факты позволили авторам высказать следующее предположение. В заключительную фазу альпийской складчатости тангенциальные напряжения со стороны Карпат в совокупности с гравитационным эффектом (при одновременном погружении краевой части геосинклинали вдоль Предкарпатского разлома) привели к скалыванию флишевого фундамента прогиба в пределах восточного борта Внутренней зоны и зарождению ее аллохтона.

При формировании нижнего покрова складок произошло частичное "скальпирование" моласс автохтона и смещение их к северо-востоку. Жесткое флишевое ядро покрова перемещалось до встречи с тектоническим барьером, формировавшимся на его пути в полосе развития Предкарпатского разлома. Торможение аллохтона привело к новому сколу и зарождению следующего покрова флишевых складок, в процессе надвигания которого "скальпируется" мягкий чехол моласс нижнего покрова вместе с молассами, ранее сорванными с автохтона и т.д. Каждый следующий покров складок как бы "транспортировал" перед собой в пределы Внешней зоны "скальпы" моласс нижележащих покровов, пока его флишевое ядро не встречало преграду. И так до затухания орогенических движений в Карпатах.

Имеющиеся данные позволяют сделать следующие выводы:

I) причиной нагромождения покровов флишевых складок наряду с напряжениями сжатия являлся активно развивавшийся Предкарпатский разлом, ограничивший продвижение флишевых ядер покровов к северо-востоку;

2) последовательно сорванные со своего флишевого основания молассовые чехлы покровов складок оказались механически объединенными в новый покров, надвинутый на территорию Внешней зоны. За этими сложнодислоцированными, оторженными от своего основания молассовыми образованиями Внутренней зоны следует оставить наименование Самборской подзоны, вложив в него новый тектонический смысл;

3) новая трактовка позволяет ожидать значительно меньшие мощности покрова Самборской подзоны и предвидеть большую роль перспективных на газ сармат-тортонских отложений в строении автохтона Внешней зоны вплоть до Предкарпатского разлома.

РОЛЬ СБРОСОВЫХ И СДВИГОВЫХ НАРУШЕНИЙ В ТЕКТОНИКЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

В.Н.Бойко, Н.Е.Скальский, А.Е.Федотов, А.П.Демкив, В.Л.Будный

Западноукраинская геофизическая разведочная экспедиция

В 1971-1972 гг. в северо-западной части Предкарпатского прогиба проведены сейсморазведочные работы по сети рекогносцировочных профилей, пересекающих прогиб от края Карпат до Краковецкого разлома.

Работы выполнены МОВ, МОВ-РНП и способом ОГТ с помощью сейсмической станции с промежуточной магнитной записью и обработкой первичных материалов на ЭВМ.

Результаты проведенных исследований показали следующее. Основанием для изучения тектонического строения северо-западной части прогиба послужило наличие опорного гипсо-ангидритового горизонта и других отражающих границ в сармат-тортонских отложениях Крукеничской подзоны, а также прослеживание отражающего горизонта в нижней части тортона, перекрытого надвигом Самборской зоны. В этой части указанный горизонт уверенно прослежен на расстоянии 8-10 км к югу от фронтальной части Самборского покрова. К юго-западу вплоть до берега Карпат этот горизонт прослеживается под Самборским покровом менее уверенно с разрывами.

Под Стебникским надвигом при уверенном прослеживании отражающего горизонта выделяются как продольные сбросовые, так и поперечные сдвиговые нарушения, которые вместе с надвигами определяют общий стиль тектоники района.

Наиболее крупным продольным нарушением на северо-востоке площади является Краковецкий разлом с амплитудой 2000 м. К югу от линии надвига Самборской подзоны на расстоянии 4 - 10 км протягивается второй крупный Меженецкий разлом с амплитудой 700 - 1000 м, который может рассматриваться как северо-западная ветвь Стрыйского глубинного разлома. Далее к юго-западу на расстоянии 12-13 км прослежен Боневичский разлом. Между Меженецким и Боневичским разломами, так же как между Краковецким и Меженецким, прослеживаются продольные нарушения с амплитудами 750 - 400 м. Все продольные разломы

развивались конседиментационно в процессе осадконакопления сармат-тортонских отложений.

На изученной площади установлены три поперечных сдвига, протягивающихся от Боневичского до Краковецкого разлома. Этими сбросо-сдвигами площадь разделена на четыре крупных блока.

В северо-западной части площади имеется Пограничный блок, отделенный от Ходновичского блока Ходновичским поперечным сдвигом, амплитуда которого равна 4,5 км. Ходновичский блок отделен от Садковичского Садковичским сдвигом с амплитудой до I км. Садковичский блок отделен от Пынянского блока Пынянским сдвигом с амплитудой 5 км.

Так, если Ходновичский и Садковичский блоки смещены к северо-востоку, то Пограничный и Пынянский - к юго-западу.

Установление геолого-геофизическими исследованиями сармат-тортонских отложений далеко под Самборским покровом указывает на значительные перспективы газоносности исследованной территории. Выявление поперечных сдвигов позволит правильно оценить газоносность структур в отдельных блоках.

На исследованной территории выявлены Боратычская, Максимовичская и Посадская структуры, которые могут являться объектами поискового и параметрического бурения.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТАРОСАМБОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.И.Хрипта, И.В.Леськив

Самборская нефтегазоразведочная экспедиция глубокого бурения треста "Львовнефтегазразведка"

Среди открытых нефтяных месторождений Старосамборское является самым крайним на северо-западе Внутренней зоны. Залежь нефти приурочена к песчаникам палеоцена Старосамборской складки в Старосамборском блоке. Складка представляет собой антиклиналь сундучного типа с подвернутым и срезанным надвигом северо-восточным крылом и крутым юго-западным крылом, в северо-западном и юго-восточном направлениях она сужается. Углы падения в центральной ее части равны 15-17°. Мощность отложений ямненской свиты, представленной массивными песчаниками, меняется в пределах 75 - 120 м. В вышележащих отложениях эоцена и олигоцена отсутствуют коллектора, могущие быть резервуарами промышленных залежей нефти. На площади широко развиты поперечные сбросо-сдвиги, по которым отдельные блоки смещены отно-

сительно друг друга по вертикали и горизонтали. В Старосамборском блоке Старосамборская складка сдвинута к северо-востоку по сравнению с соседними Стрельбичским и Бережницким блоками на I,6 км, а сводовая ее часть приподнята по отношению к ним на I00-I50 м.

Особенностью строения месторождения является несоответствие структурных планов эоцена и палеоцена, обусловленное главным образом резким увеличением мощностей эоцена на крыльевых частях структуры. При этом повсеместно увеличивается мощность всех свит эоцена. Уменьшение мощностей эоцена в сводовых частях объясняется частичным их сжатием, поэтому здесь следует ожидать развитой трещиноватости пород.

Высокие дебиты нефти из скважин сводовой части палеоценовой залежи, достигающие I30 т/сутки, низкий газовый фактор, нефтепроявления из всего лежащего выше разреза палеогена (скв. № I4, 3I - Воля Блажевская) указывают на наличие трещиноватости пород, обусловленной высокими значениями тангенциальных напряжений при складкообразовании.

При доразведке открытых и поиске новых нефтяных залежей в северо-западной части Внутренней зоны необходимо точно знать местоположение поперечных сбросо-сдвигов, по которым отдельные блоки смещены относительно друг друга, что значительно усложняет ведение разведочных работ по отдельным линиям антиклинальных складок.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУР В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Ю.З.Крупский, Н.И.Шубин, Л.Я.Скира

Надворнянское управление буровых работ

В начале формирования флишевых толщ Восточно- Карпатской геосинклинальной области в пределах описываемого региона геосинклинальный прогиб ограничивался на юго-западе унаследованным Мармарошским поднятием, а на северо-востоке - Лежайско-Добруджинским массивом. Анализ условий седиментации флишевой формации указывает на общую тенденцию к прогибанию дна флишевого трога при резко выраженном поднятии северо-восточного берега, который был отделен от флишевого бассейна одним или несколькими глубинными разломами (Предкарпатский разлом). Детальный фациальный анализ флишевых отложений показывает, что при их формировании большую роль играли мутьевые потоки и оползни, интенсивность которых изменялась во времени.

В флишевом бассейне в северо-восточной краевой части геосинклинальной области, как следует из анализа строения шельфов современных глубоководных бассейнов, должна была существовать шельфовая зона, сложенная преимущественно грубообломочными осадками, которая в современном структурном плане соответствует подзоне выклинивания палеогена во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба.

В конце олигоцена флишевые толщи испытывают действие первой фазы Карпатской складчатости, в результате чего возникает инверсионное поднятие и зарождается Предкарпатский прогиб.

В инверсионное поднятие Восточных Карпат, образовавшееся в конце палеогена - начале миоцена, не была вовлечена северо-восточная, краевая часть области доинверсионных опусканий. Это обстоятельство говорит о том, что к юго-западу от Предкарпатского разлома в основании прогиба залегают флишевые отложения мела и палеогена.

В начале миоценового времени прогиб начинает мигрировать к северо-востоку за счет вовлечения и опускания прилегающих частей платформы. В слободское время в результате действия отчасти гравитационных, а в основном тангенциальных сил от разрастающегося поднятия Карпат в прогибе образуется нижний - Дзвиняч-Рунгурский покров.

В бурдигальское, гельветское, тортонское и нижнесарматское время прогиб за счет погружения новых участков платформы расширяется к северо-востоку.

В посленижнесарматское время проявляется вторая фаза Карпатской складчатости, вызвавшая формирование в прогибе надвинутого комплекса отложений, состоящего из зоны надвинутых моласс, зоны надвинутых структур с молассами и флишем и Скибовой зоны Карпат. Внутри зоны надвинутых моласс формируются линии антиклинальных складок, в зоне надвинутых структур с молассами и флишем - покровы: средний - Битковский и верхний - Майданский, а в Скибовой зоне - отдельные скибы. В дальнейшем происходит общее поднятие территории.

Возникновение и формирование покровов обусловлено тангенциальным давлением, вызванным сжатием фундамента (поддвиг платформы).

На характер строения отдельных покровов сильно влияют препятствия, встречающиеся на их пути.

Нижний Дзвиняч-Рунгурский покров не преодолевал существенных поднятий, поэтому структуры, его составляющие, характеризуются простой брахиантиклинальной формой, кроме челновых структур, которые преодолевали при движении уступы платформы. Битковский и Майданский покровы при движении к северо-востоку встречали препятствия,

поэтому структуры, составляющие эти покровы, характеризуются подвернутыми северо-восточными крыльями, продольными нарушениями.

По простиранию отмечается кулисообразное расположение покровов, степень надвигания которых зависит от степени поднятия структур, находящихся у них в поднадвиге. Человая структура покровов по простиранию может выклиниваться и тогда человой становится следующая за ней структура.

О ТЕКТОНИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА В ПРЕДЕЛАХ ПОКУТСКО-БУКОВИНСКОГО ПОДНЯТИЯ

И.В.Килын

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Покутско-Буковинское поднятие как региональная поперечная к Карпатам структура зародилась в раннем протерозое (Антипов, Мельничук, 1971) и проявляло себя на протяжении неогея. На северо-западе поднятие ограничено зоной разломов в районе Отыни - Коломыи - Яблонова, а с юго-востока оно отделено зоной региональных нарушений между населенными пунктами Бакеу - Роман (Румыния). Ширина поднятия по внешней дуге Карпат составляет около 200 км.

Поперечное Покутско-Буковинское поднятие существенно повлияло на характер строения и морфологию тектонических единиц Внутренней зоны прогиба. Принимая трехчленное деление ее на подзоны, по схеме О.С.Вялова и В.С.Бурова (1966) их поведение по простиранию прогиба выглядит следующим образом. Бориславская подзона от Надворнянского сечения к юго-востоку резко уменьшается в объеме и, возможно, полностью редуцирует в пределах поднятия. Рунгурская подзона в районе Гильче - Путна также значительно сужается. Дрогобычская подзона в юго-восточном направлении к румынской части прогиба составляет уже первые километры. В сводовой части поднятия, район Путна - Гура Хуморулуй (Румыния), флишевые структуры Внутренней зоны прогиба не выявлены ни на поверхности, ни глубоко под надвигом складчатых Карпат.

Учитывая закономерности образования краевых прогибов на границе складчатых сооружений и древних платформ (Пущаровский, 1959), а также данные о строении исследуемого района, приходим к выводу, что Внутренняя зона Предкарпатского прогиба в пределах поднятия располагалась в северо-восточной части Верховинского минимума силы тя-

жести. Она закладывалась на складчатом флишевом основании южнее зоны глубинного разлома (шва), разделяющего выступ древней платформы и складчатых более молодых сооружений. В альпийский период развития данный разлом унаследуется и является уже границей между Внутренней и Внешней зонами. Как правило, такой краевой шов в случае приподнятого края прилегающей платформы ограничивает флишевую миогеосинклиналь с внешней стороны (Кузнецов, 1972). Интенсивные надвиговые дислокации в послесарматское время усложняют строение верхнего структурного этажа, представленного уже аллохтонным покровом, надвинутым на Внешнюю зону прогиба. При этом в наиболее приподнятой части Покутско-Буковинского поднятия будет происходить значительная (возможно полная) редукция Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Сочленение платформы с геосинклиналью, по нашему мнению, приближается здесь к так называемому редуцированному типу(Кац, Соколов,1970).Этот вывод следует учитывать как при районировании прогиба в пределах развития региональных поперечных структур, так и при ведении поисково-разведочных работ на нефть и газ.

О ТЕКТОНИКЕ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА ПОД НАДВИГОМ САМБОРСКОГО ПОКРОВА В РАЙОНЕ КАВСКО - ТРОСТЯНЕЦ

А.И.Бойко, М.Д.Будеркевич, Е.Д.Брыкса, В.А.Раевский, Ю.А.Шишков, П.М.Шеремета

Западноукраинская геофизическая разведочная экспедиция

В 1969-1972 гг. на площади Кавско - Тростянец - Долина - Добростов проводились сейсмические исследования МОВ, РНП и ОГТ, приводятся некоторые их результаты.

Во Внешней зоне к северо-востоку от известных Краковецкого и Стрыйского разломов структурные построения выполнены по отражающим горизонтам, приуроченным к триасской свите тортона, нижней части верхнего мела и средней части верхнеюрских отложений. Юго-западнее указанных нарушений построения сделаны по условным сейсмическим горизонтам, которые в районе Краковецкого разлома отождествляются с нижней частью сармат-тортонских отложений, а в районе Стрыйского - с сармат-тортонскими и мезозойскими породами.

Сейсмическими исследованиями в комплексе с бурением глубоких скважин в Тростянце, Стрые, Чижках и других районах установлено, что отложения, слагающие Внешнюю зону, прослеживаются на расстоянии 15 - 18 км к юго-западу от фронтальной линии надвига Самбор-

ской подзоны (покрова). Общий стиль тектоники этой территории определяется системой продольных разломов, образующих несколько ступеней, погружающихся в сторону Бориславско-Покутской подзоны, частично поперечными сбросо-сдвигами и надвигом Самборского покрова на Внешнюю зону.

На северо-западе четко прослеживается Краковецкий разлом с амплитудой 2500 - 3000 м и несколько сопутствующих ему сбросов с амплитудами 50 - 100 м. Краковецкий разлом является юго-западной границей распространения юрских отложений, причем максимальная их мощность приурочена непосредственно к полосе этого нарушения. Северо-восточнее Краковецкого прослеживается Судово-Вишнянский разлом с амплитудой 100 - 250 м, являющийся границей распространения меловых отложений.

В районе г.Стрыя смыкается Краковецкий и возможно протягивающийся сюда Меженецкий разлом. Далее к юго-востоку прослеживается Стрыйский разлом с амплитудой 1000 - 2500 м. К северо-востоку от Стрыйского разлома повсеместно распространены мощные толщи меловых и юрских отложений.

Юго-западнее Стрыйского разлома прослеживаются еще два нарушения различной амплитуды, причем их направление аналогично Краковецкому. Эти нарушения также в районе Стрыя смыкаются со Стрыйским и Краковецким разломами. Не исключено, что более южное из этих двух нарушений (его предлагается назвать Моршинским) является продолжением Краковецкого.

Между Стрыйским и Моршинским разломами под надвигом Самборского покрова предполагается наличие сармат-тортонских, юрских и возможно меловых отложений. Они слагают ступень, разбитую поперечными нарушениями на ряд блоков, имеющих различное направление падения слагающих их толщ.

В пределах изученной площади в различных тектонических зонах выделяется несколько локальных поднятий, которые наряду с некоторыми из упомянутых блоков могут быть объектами поискового и параметрического бурения.

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИКИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПРИКАРПАТСКОГО СЕРОНОСНОГО БАССЕЙНА

Л.С.Герасимов, И.И.Герасимова

Львовская геологическая экспедиция

Данные подробных исследований в центральной части Прикарпатского сероносного бассейна позволяют выделить в составе кайнозойского структурного этажа три структурно-фациальные зоны, отвечающие собственно платформе, области сочленения платформы с Предкарпатским краевым прогибом и Внешней зоне прогиба. Сочленение структурно-фациальных зон происходит по разломам северо-западного простирания различной амплитуды и глубины заложения. В пределах этих зон выявлены многочисленные разломы (сбросы, взбросы), разделяющие их на несколько опущенных и приподнятых блоков, местами осложненных пологой складчатостью и отличающихся глубиной залегания меловой поверхности, мощностями и фациями миоцена. Анализ распределения фаций и мощностей неогеновых отложений и их структурных особенностей позволяет выделить в составе структурно-фациальных зон много более мелких тектонических единиц.

Характерной особенностью этих единиц является наличие локальных брахискладок и поднятий, контролирующих распределение серного оруденения промышленных концентраций.

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ТРЕЩИННО-ТЕКТОНИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ПРИКАРПАТСКОГО СЕРОНОСНОГО БАССЕЙНА

Н.Х.Белоус

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В геологических материалах (монографиях, статьях, отчетах, картах, разрезах и др.) по геологии и структуре серных месторождений и сероносного бассейна описываются в основном разломы с большой амплитудой. На специальных тектонических схемах Украинских Карпат и Предкарпатья сложные тектонические зоны "обрываются" у сочленения прогиба с платформой. В сероносный бассейн протягиваются только единичные нарушения. Выявленные скважинами значительные изменения мощности сероносной толщи слагающих и вмещающих ее пород объясняются сложностью поверхностей размыва и стратиграфическими несогласиями.

Накопленные за последние годы материалы разведочных, эксплуатационных, геофизических и тематических исследований показывают наличие в бассейне сложных разломных структур. Исследование карьеров Роздольского, Язовского, Подорожнянского и материалов других месторождений определяет наличие множества нарушений (с разной густотой и величиной подвижек), образующих густую тектоническую решетку. Небольшие (шириной I-3 км) антиклинали, брахиантиклинали, синклинали и брахисинклинали СЗ Карпатского простирания осложнены серией продольных нарушений с небольшими амплитудами, превращающими их в горст антиклинали и грабенсинклинали. По продольным нарушениям фиксируется ступенчатое погружение блоков от платформы к прогибу. Среди взбросов имеются продольные сбросы и подвиги, знаменующие качественно новый тип деформаций, не свойственный нефтегазоносному Прикарпатью. Амплитуды подвижек по этим нарушениям уменьшаются при удалении их от прогиба.

Выявленные поперечные и диагональные нарушения северо-восточного, северного, северо-западного простирания в сероносном бассейне испытывают виргацию, расщепляются на разрывы с меньшими амплитудами, переходящими в трещинные зоны.

Наиболее крупные подвижки имеют разломы субмеридионального направления, рассекающие домеловой и домиоценовый фундамент, а также резко изменяющие рельеф фундамента внешней зоны прогиба (по КМПВ Х.Б.Заяц и М.С.Яриш). Протягиваясь из прогиба в краевую часть платформы по разломам, амплитуды подвижек уменьшаются, нарушения расщепляются, переходят в флексурообразные структуры, сопровождающиеся зонами дополнительных дизъюнктивов.

Диагональные крупные разломы I порядка с амплитудами 500 - 100 м размещаются через 50-70 км. Близкие к ним разломы II порядка имеют амплитуду 20-50 м (идут через 5-15 км) как и в нефтегазоносной зоне. Они часто проходят у границ серных месторождений и влияют на изменение фаций. Нарушения III и IУ порядков (амплитуда до 10-15 м, средняя частота 30-70-100 м) обусловливают блоковое строение подрудной и сероносной толщ и влияют на распространенность прослоев в продуктивных известняках. Малые нарушения У и УI порядков (с подвижкой I-2 м, густота местами 0,I-I-2 м), локализующиеся отдельными зонами, определяют трещиноватость известняков и ступенчатый, мелкогребеньчатый подрудный рельеф. Тектоническая трещиноватость (нарушения УП, УШ и высших порядков) с малыми подвижками разных знаков (0-0,3 м) сопровождает более крупные нарушения. Они часто выполнены серой.

Крупные разломы – долгоживущие, многократно подновлялись до и после формирования серных руд; второстепенные – проявлялись конседиментационными среднетортонскими и более молодыми подвижками. Тектоническая трещиноватость – полигенна.

Гигантские тектонические напряжения, дислоцировавшие толщи Внутренней зоны Прикарпатского прогиба (определившие пликативные дислокации, диагональные разломы), при затухании вызвали в краевой части платформы количественно-качественную смену характера деформаций благодаря прочности и упругости древних пород. Поэтому в серноносном бассейне пликативные дислокации играют второстепенную роль (представлены только малыми горстантиклиналями и грабенсинклиналями), а ведущую роль приобрели дизъюнктивные дислокации, характеризующиеся виргацией, искривлением, расщеплением разломов и разрядкой тектонических напряжений, а также большим количеством средних и малых подвижек по трещинным зонам.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ЗАКАРПАТЬЯ И МЕХАНИЗМА ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ РАЙОНА

А.А.Волошин

Закарпатская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

Большинство исследователей придерживается мнения о сложном покровно-чешуйчатом строении юго-западного склона Украинских Карпат. В последнее время надвиги установлены также в пределах северо-западного окончания Мармарошского массива, однако многое в механизме их формирования остается неясным.

В пределах северо-западного окончания Мармарошского массива выделяются три продольных блока, отвечающих структурно-фациальным подзонам: Южной (белопотокская, бредецельская и деловецкая свиты метаморфического комплекса + нерасчлененная верхнеюрская толща); Северной (бредецельская, деловецкая свиты в северной фации и мегурская свита метаморфического комплекса + верхнеюрская болтагульская свита); Переходной (верхнепалеозойско-нижнемезозойские осадочные и вулканогенно-осадочные отложения). Сочленение их происходит по серии региональных разломов древнего заложения и длительного развития. Развитие этих подзон в доальпийский и альпийский циклы происходило по классическим схемам с некоторыми отклонениями.

В соответствии с ними Южная подзона отвечает центральному поднятию, Северная – слабо прогибающейся склоновой части эвгеоантиклинального поднятия (для каледоно-герцинского цикла), Переходная

подзона и Раховская структурно-фациальная зона (в широком смысле) – соответственно склоновой части и прогибу альпийской эвгеосинклинали; Южная и Северная подзоны в мезозое были разделены локальны (верхнеюрским) геосинклинальным прогибом.

Структура северо-западного окончания Мармарошского массива, близкая к современной, сформировалась в среднюю стадию альпийского цикла (на границе нижнего – верхнего мела) в условиях сжатия, в результате чего поднятый блок (Северная подзона) был выжат и симметрично надвинут на Переходную и Южную подзоны и частично на сопряженные с ними прогибы.

Такая трактовка структуры района подтверждается данными бурения, наблюдениями за мелкой складчатостью и трещиноватостью, геофизическими материалами. Механизм формирования структуры согласуется с теоретическими и экспериментальными данными В.В.Белоусова, М.В.Гзовского.

Важной особенностью строения является также наличие в районе двух взаимно перпендикулярных зон складчато-разрывных дислокаций.

Кроме известной ранее Деловецкой (Тиссенской – по А.К.Бойко) зоны поперечных дислокаций, установлены также Черногруньская (на востоке) и Лужско-Петросская (на западе). Они наиболее четко выявлены в пределах северо-западного окончания Мармарошского массива и затухают в Раховской структурно-фациальной зоне (Черногруньская) или сливаясь (Деловецкая и Лужско-Петросская) образуют в ней широкую до 8–12 км зону дополнительных складок и разрывов с небольшими (до первых сотен метров) смещениями. К этой зоне поперечных дислокаций приурочен крупный покров (Петросский – по М.А.Беэру).

В зонах поперечных дислокаций наблюдается унаследованное развитие структур в более верхних, альпийских, этажах, что позволяет предварительно наметить их продолжение в сопредельных областях Румынии.

Выявленные зоны поперечных дислокаций дополняют новыми фактами предположение М.А.Беэр, С.Л.Бызовой, В.И.Славина о сопряжении в районе Прикарпатской и Банатско-Апусеньской структурных ветвей доальпийской складчатости, что важно при металлогеническом анализе территории.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА И НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ВПАДИН АЛЬПИЙСКО-КАРПАТСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ

С.А.Маковский, В.А.Даниленко

Трест "Львовнефтегазразведка"

Закарпатский прогиб расположен внутри Альпийско-Карпатской складчатой области, характерной особенностью которой является широкое развитие на ее территории нефтегазоносных впадин, обрамленных горными сооружениями: Трансильванская, Паннонская, Восточно-Словацкая и Венская.

Перечисленные впадины имеют значительное сходство между собой и Закарпатским прогибом. Сформировались эти тектонические элементы после завершения поздней стадии геосинклинального развития и в связи с крупными поднятиями горных сооружений Альпийско-Карпатской складчатой области в конце олигоцена - начале миоцена; они расположены во внутренних частях Альпийской геосинклинальной области и им присущи характерные черты межгорных впадин: они наложены на складчатое донеогеновое основание, заполнены молассами морского и континентального происхождения, у них отчетливо выражен магматизм, связанный с краевыми разломами и т.д. В строении верхнего структурно-тектонического этажа Закарпатского прогиба и указанных впадин основная роль принадлежит миоцен-плиоценовым песчано-глинистым, вулканогенно-эффузивным и соленосным отложениям. Тектоника неогеновых образований, особенно нижних горизонтов, в основном сходна и имеет наряду с некоторыми чертами, унаследованными от структуры фундамента, германотипный характер. Значительную роль в формировании впадин играли разломы, резко выраженные в их краевых частях.

В синхронных осадках тортона, сармата и паннона описываемых впадин выявлены многочисленные залежи нефти и газа. Месторождения нефти и газа обнаружены и в отложениях мезозоя и палеогена. В пределах прогиба промышленных залежей углеводородов пока не найдено. Однако сходство геотектонического положения, времени заложения, состава, осадков их мощностей и тектоники неогеновых отложений Закарпатского прогиба и других межгорных впадин позволяет предположить, что и на территории прогиба существуют залежи нефти и газа.

В строении межгорных впадин наряду со сходством имеются и существенные различия. Так, если в основании Паннонской и Трансильванской впадин главная роль принадлежит кристаллическим сланцам бай-

кальского срединного массива и его палеозойского чехла, то в основании Закарпатского прогиба и остальных впадин широко развиты геосинклинальные породы мезозоя и палеогена. Паннонская и Венская впадины отличаются от остальных отсутствием проявлений соляной тектоники.

Учитывая тектонические особенности, условия образования, фациально-формационный состав отложений, слагающих основания впадин, и их чехол и основываясь на работах М.И.Варенцова (1969), среди указанных тектонических элементов можно выделить:

а) межгорные впадины с погребенными срединными массивами в фундаменте, выполненные в основном миоценовыми морскими и континентальными молассами (Паннонская и Трансильванская);

б) межгорные эпигеосинклинальные впадины, выполненные миоценовыми и плиоценовыми образованиями (Венская, Восточно-Словацкая и Закарпатская).

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ОКРАИНЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ В ПОЗДНЕМ ПРОТЕРОЗОЕ

В.А.Котык, В.М.Марковский

Трест "Львовнефтегазразведка"

Верхнепротерозойская часть осадочного чехла Волыно-Подольской окраины Русской платформы сложена тремя мощными толщами: красноцветными терригенными образованиями полесской серии, вулканогенным комплексом (переслаивание базальтов и туфов) волынской серии и сероцветными терригенными образованиями валдайской серии.

Песчано-алевритовые отложения полесской серии выполняют крупный, ориентированный с юго-запада на северо-восток прогиб, являющийся западным продолжением Оршанского авлакогена. Южная граница этой структуры проходит по линии Заложцы – Золочев, северная – примерно по линии Брест – Кобрин. В районе г.Владимира-Волынского намечается западное замыкание прогиба. Наиболее прогнутая часть прогиба и, соответственно, наибольшие мощности полесских отложений располагаются в пределах территории Луцк – Ковель – Маневичи.

Базальты и туфы волынской серии развиты на гораздо большей площади, захватывающей северную часть Подольского поперечного поднятия и почти всю Брестскую впадину. Характер распределения мощностей вулканогенных и пирокластических пород свидетельствует об унаследованной от предыдущего цикла седиментации юго-запад – северо-восточной протяженности области накопления траповых образований.

Максимальные мощности волынских отложений приурочены к району Любомль – Ковель – Овадно, т.е. смещается несколько к северу по отношению к полесскому бассейну.

В конце волынского времени началась структурная перестройка региона, завершившаяся в валдайское время.

Область накопления ранневалдайских осадков (гдовский горизонт) приобретает четкую субмеридиональную ориентированность, полностью захватывает Подольское поперечное поднятие и уходит к югу за пределы УССР. Максимальные мощности в этот период приурочены к узкому прогибу, расположенному в восточной периферийной полосе бассейна. К западу мощности постепенно убывают, и примерно по меридиану г.Перемышляны начинается западная граница гдовского бассейна.

Закономерности распределения мощностей поздневалдайских осадков (каниловская свита) свидетельствуют о выдержанном северо-западном простирании бассейна. Мощности возрастают к юго-западу, где находится зона наибольших погружений. Структурный план региона, сформировавшийся в поздневалдайское время, в основных чертах сохранялся до конца раннего палеозоя.

Наличие коллекторов и благоприятной гидрохимической обстановки позволяет рассматривать существенно песчаные прослои и пачки протерозоя как перспективные в отношении нефтегазоносности.

К ТЕКТОНИЧЕСКОМУ РАЗВИТИЮ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬЯ В ОРДОВИКЕ

Д.М.Дрыгант, В.А.Гинда

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

На территории Волыно-Подолья выделяется два крупных тектонических мегаблока, развитие которых в ордовике проходило несколько отлично: I) северный, охватывающий территорию Волынского поднятия и 2) южный, располагающийся южнее широты Владимира-Волынского.

Для первого из них характерно преобладание компенсированного прогибания с двумя перерывами: I) в конце тремадока и 2) в позднеордовикской – раннесилурийской эпохах. Позднетремадокский перерыв в осадконакоплении был вызван сандомирскими движениями, сопровождавшимися регрессией на обширной территории Восточно-Европейской платформы (Швеция, Польша, запад СССР). Позднеордовикская регрессия, вызванная таконскими движениями, являлась самой крупной в ордовике. Она сопровождалась полным отступлением морского бассейна со всей территории Волыно-Подолья и на длительный период – до кон-

па лландоверийского века силура. Лысогурские движения, по-видимому, здесь не проявлялись.

Территория Волыно-Подолья: южнее Волынского поднятия на протяжении всего ордовикского периода была тектонически более мобильной, но с явным преобладанием восходящих движений. Отложения ордовика здесь сохранились лишь в отдельных пониженных участках, представляющих собой, по-видимому, опущенные тектонические блоки. Состоят они из маломощных линз (а также небольших обломков в более молодых отложениях) песчаников и детритовых известняков, накопление которых связано с тремя кратковременными погружениями: I) в кукрузеском-идаверском; 2) в сандуском и ракверескоы (гораевском) и 3) в вормсиском (субочском) времени. Если сандомирская и таконская фазы орогенеза сопровождались воздыманием этой территории, то лысогурская, наоборот, вызвала ее кратковременное погружение.

Наличие (как и отсутствие) ордовикских отложений на территории Предкарпатского прогиба пока не выявлено. Не исключено, что здесь они представлены не содержащими фауну терригенными образованиями, в связи с чем их невозможно отделить от силурийских или кембрийских образований. В то же время нельзя также считать доказанным наличие песчаников тремадокского возраста в Приднестровье.

Распространение отложений на территории Волыно-Подолья, их литологический состав и органические остатки свидетельствуют о небольшой ширине ордовикского бассейна, образовавшегося на месте грабенообразного погружения нескольких тектонических блоков. Восточной границей его служил малоподвижный Украинский щит. С запада этот бассейн окантуривался тектонически активным участком суши (Пракарпаты), с таконскими движениями которого связана обширная позднеордовикская - раннесилурийская регрессия. Эти же движения сопровождались усилением вулканической деятельности, следы которой (туфовый материал) наблюдаются (Помяновская и Хижняков, 1972) в верхних частях волынских разрезов ордовика.

Владимир-Волынский разлом, как следует из изложенного, в ордовикском периоде являлся важной границей, разделявшей два крупных участка (мегаблока) в юго-западной части Восточно-Европейской платформы, которые во время отдельных фаз каледонского цикла орогенеза вели себя по-разному. Во время же трансгрессий (например, кукрузеско-идаверской) его влияние на характер и распространение фаций почти не сказывалось.

НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬЯ В СИЛУРЕ

Д.М.Дрыгант, В.А.Котык, В.М.Марковский

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР,
трест "Львовнефтегазразведка"

Территория Волыно-Подолья, как и всей Украины, в конце ордовика – начале силура в результате таконских движений была приподнятой над уровнем моря и представляла собой равнинную сушу. Единственной областью, где в это время происходило прогибание и осадконакопление, могла быть юго-западная часть Карпатского бассейна.

Первая силурийская трансгрессия на территорию Волыно-Подолья осуществлялась в раннелландоверийское время через пролив, который возник вследствии опускания континентального моста, связывавшего в позднем ордовике Чешский массив с Украинским щитом. Следы этой трансгрессии сохранились лишь в отдельных местах Приднестровья (теремцовский горизонт). И только в конце позднего лландовери (рестевское время) здесь началась обширная трансгрессия, связанная с нисходящими движениями в Прикарпатской геосинклинальной области, когда в погружение была вовлечена вся Волыно-Подольская окраина Восточно-Европейской платформы.

От позднего лландовери и до конца силурийского периода береговая линия Волыно-Подольского бассейна почти не изменялась; не изменялся и характер осадконакопления в его большей западной части, являвшейся открытым морем. Здесь накопилась мощная толща терригенных отложений, образовавшихся за счет размыва располагавшейся западнее и окаймлявшей бассейн возвышенной суши. Восточнее, в прилегающей к Украинскому щиту части бассейна, накапливались разнофациальные прибрежные (преимущественно карбонатные) отложения, фиксирующие изменения местных тектонических и палеогеографических условий. В силурийском периоде здесь выделяются следующие обусловленные тектоническими движениями циклы осадконакопления: 1) раннелландоверийский (теремцовский); 2) позднелландоверийско-венлокско-раннелудловский (рестевско-устьевский); 3) средне-позднелудловский (малиновецкий) и 4) позднелудловско-дожединский (скальский).

Как венлокский, так и лудловский век на территории Волыно-Подолья характеризуется возрастанием тектонической активности, проявившейся в интенсивном погружении территории Предкарпатского прогиба, Рава-Русской складчатой зоны, Нестеровского антиклинория и

западной части Бугского синклинория, в результате чего произошла довольно резкая дифференциация дна бассейна по флексурно-сбросовой зоне, проходящей примерно вдоль полосы сгущения изоаномал силы тяжести Устилуг - Рогатин. Одновременно усиливается вулканическая деятельность в располагавшейся западнее Прикарпатской геосинклинальной области.

В позднескальское время вулканическая деятельность в Прикарпатской геосинклинали, по-видимому, полностью прекращается; на территории Волыно-Подолья начинает зарождаться крупная регрессия, которая развивается на протяжении всего раннего девона и заканчивается накоплением красноцветных моласс (олд - реда).

ВЛИЯНИЕ СТРОЕНИЯ ФУНДАМЕНТА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬЯ

В.И.Гаврилишин

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

До недавнего времени считалось, что подмеловая поверхность Полесской части Волыно-Подольской плиты не имеет значительных локальных гипсометрических перепадов, а распределение мощностей меловых толщ до некоторой степени равномерное.

В результате изучения меловых разрезов, в частности их стратиграфического расчленения, а также абсолютных отметок основания базальных слоев, вскрытых многими скважинами Львовской геологической экспедиции, установлены большие гипсометрические колебания поверхности подмелового фундамента, а в некоторых районах - и его блоковое строение. Эти неровности четко фиксируются нижнемеловыми отложениями, мощности которых изменяются в пределах свыше 100 м.

На данной территории выявлено два района увеличения мощностей альбнижнесеноманских толщ, связанных с двумя впадинами, - на западе в районе Шацка (Волынская обл.) и на востоке - в районе Владимирца (Волынская обл.). Впадины разделены Ратненским поднятием, в пределах которого разрез меловых отложений начинается только с иноцерамовых известняков верхнего сеномана (скв. СП-5, СП-14, Любешов-21 и др.), которые залегают на пестроцветных песчаниках рифея, а в некоторых местах - и на кристаллическом фундаменте.

На западе в районе Шацка (скв. Ратно-8,21 и др.), а также на востоке в районе Владимирца (скв.Дубровица-16 г, Владимирец-227, 229 и др.) ниже иноцерамовых известняков расположена мощная толща

альбских и нижнесеноманских отложений, которые в скважине Владимирец-229 достигают более 180 м. Здесь они распространены в пределах грабенообразной депрессии, вытянутой в северо-восточном направлении от широты оз.Белого до границы с Белорусской ССР, занимая водораздел рек Стырь - Стубла. В плане депрессия представляет собой прямоугольник размером 55 х 22 км (Грузман, Гаврилишин, 1972). Точные контуры западной впадины пока что не установлены.

Учитывая, что верхнесеноманские отложения распространены по всей территории (как в поднятиях, так и в впадинах), а альб-нижнесеноманские - только в понижениях, возраст образования данных впадин можно считать доальбским или даже домеловым.

Отметим, что такая же зависимость мощностей меловых толщ от строения фундамента наблюдается и на остальной территории запада Украины. Она особенно четко выражена в пределах Львовской мульды и Внешней зоны Предкарпатского прогиба, где на сравнительно небольших расстояниях мощности меловых толщ изменяются в пределах более 500 м. Такие различия в мощностях связаны как с понижениями тектонического происхождения, так и с древними эрозионными долинами на подмеловой поверхности.

О ПРЕЕМСТВЕННОСТИ В РАЗВИТИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫХ И ПЛАТФОРМЕННЫХ СТРУКТУР ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ОКРАИНЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.Н.Верниковский, Ю.Я.Дьяченко, Г.М.Яценко

Львовский политехнический институт, Львовский государственный университет

В пределах Волыно-Подольской окраины Русской платформы на разных стадиях развития земной коры - геосинклинальной доверхнепротерозойской и платформенной рифейско-фанерозойской благодаря единству глубинных процессов формировались структурные формы, характеризующиеся определенными чертами подобия, выражающимися в унаследованном развитии разломов и прогибов, их ориентировке, распределении мощностей, выполняющих прогибы отложений и т.д.

Отложения и гранитоиды доверхнепротерозойской стадии развития отражают два разновозрастных этапа становления кристаллического основания. Более ранний, нижнесреднепротерозойский, характеризуется северо-западным простиранием структур, обрамляющих с запада Украинский щит и его склоны. В этот период накапливались осадочные и в мень-

шей мере вулканогенные образования, в настоящее время представленные амфиболитами, биотитовыми, биотит-роговообманковыми, диопсидовыми и амфибол-диопсидовыми сланцами. К нижнему - среднему протерозою относится внедрение крупных массивов гранитоидов, слагающих около половины площадей, занятых структурами этого возраста. В среднем протерозое заложился прогиб северо-восточной ориентировки, выполненный преимущественно вулканогенными образованиями - метаморфизованными эффузивами среднего и основного, реже - кислого состава, с которыми ассоциируются гранитоиды осницкого комплекса. Среднепротерозойские структуры, погребенные под платформенным чехлом, являются продолжением структур соответствующего возраста крайней северо-западной части Украинского щита.

На платформенной стадии развития движения носили унаследованно-возрожденный характер, опрэделяя соотношение между строением дорифейского кристаллического основания и платформенного чехла. Породы чехла образуют четыре основных структурно-вещественных комплекса, определяющих важнейшие особенности строения и размещения полезных ископаемых этой территории.

I. Погребенный Волынский прогиб субширотного, северо-восточного, простирания, выполненный отложениями полесской и волынской серий верхнего протерозоя. С зоной развития среднепротерозойских структур фундамента совпадает область распространения красноцветных пород верхнепротерозойской полесской серии, в осевой части прогиба наблюдаются ее максимальные мощности. Древние разломы, влиявшие на формирование структурных форм фундамента, контролировали осадконакопление в рифейское время, а в волынское время служили зонами проницаемости для магматических расплавов.

2. Днестровскую синеклизу северо-западного простирания, образованную отложениями валдайской серии позднего венда, а также отложениями кембрия, силура и нижнего девона.

3. Львовский палеозойский прогиб двуосного строения с северо-западным и северо-восточным (субширотным) направлением осей, выполненный отложениями среднего - верхнего девона и нижнего - среднего карбона. К первым приурочены месторождения газа, ко вторым - угля.

В западной части Львовского прогиба, где скважинами еще не достигнут фундамент, судя по геофизическим и косвенным геологическим данным, переработка произошла и в более поздние сроки. Здесь в отложениях девона и карбона сейсморазведкой оконтурено несколько валообразных поднятий северо-западного простирания.

4. Львовскую меловую мульду северо-западного простирания, вложенную в палеозойский прогиб.

Эти четыре структурно-вещественных комплекса определяют также основные особенности строения Волыно-Подольского артезианского бассейна.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЛЬВОВСКОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО ПРОГИБА В КАРБОНОВОЕ ВРЕМЯ

М.Ю.Федущак

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

История геологического развития Львовского палеозойского прогиба в каменноугольное время имеет свои особенности и некоторые отличительные черты. К этому времени приурочено формирование каменных углей Львовско-Волынского бассейна.

Каменноугольные отложения здесь представлены различными литогенетическими типами пород, образовавшимися в морских, переходных и континентальных условиях. Среди первых выделено фации материкового моря, зоны волнений прибрежной части моря, зоны морских течений. Среди переходных - фации лагун и заливов, пересыпей, кос, баров, подводной части дельт, приморских озер и фации зон волновой рябби заливно-лагунного побережья. Среди континентальных - фации русла и поймы, заболоченных прибрежно-морских равнин, заиливающихся частей обводненных торфяных болот, сапропелевых озер-болот и обводненных торфяных болот.

Изучение последовательности залегания отдельных фаций отложений карбона показало многократное и закономерное повторение определенных фаций, что свидетельствует в зависимости от характера этих повторений о ритмическом или циклическом строении толщи.

Отмечено увеличение снизу вверх по разрезу количества и мощности континентальных и переходных фаций. В этом же направлении увеличивается количество и мощность угольных пластов.

Фациальный анализ отложений карбона показал, что в турнейское и вначале визейского времени на территории бассейна существовали морские условия осадконакопления. Начиная с верхней части разреза визейского яруса тектонический режим несколько изменяется, что увеличивает амплитуду и период колебания территории. Здесь сильно развиваются переходные и континентальные фации, а морские играют второстепенную роль. В намюрское время еще больше развиваются конти-

нентальные фации. Это особенно касается верхней части буканской свиты, во время образования которой формировались продуктивные угольные пласты ($n_7^н$, n_7, $n_7^в$, n_8, $n_8^в$ и n_9). В связи с уменьшением периода и амплитуды колебания мощность циклов и соответственно мощность каждого элемента цикла, в том числе и угольных пластов, вверх по разрезу уменьшается.

Угольные пласты характеризуются полосчатым строением; отдельные полосы их представлены блестящим, полублестящим, матовым и полуматовым разностями углей. Последние последовательно и закономерно сменяют друг друга начиная от наиболее гелифицированных витрено-кларенових разностей через дюрены до чистых фюзенов включительно.

Анализ взаимопереходов отдельных ингредиентов показал, что угольные пласты формировались с помощью сложной цепи геохимических процессов, характер и направленность которых контролировались геотектоническим режимом области торфонакопления.

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПАЛЕОГЕОГРАФИИ И ПАЛЕОТЕКТОНИКЕ КАРПАТСКОГО РЕГИОНА В МЕЛОВОМ ПЕРИОДЕ

С.И.Пастернак

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

При выяснении некоторых вопросов истории геологического развития Карпатского региона использовался малоизвестный палеонтологический метод, основанный на изучении распространения и миграции ископаемой фауны.

В первую очередь определяется палеоклимат - тот фактор, который обусловил выветривание пород суши, интенсивность сноса терригенного материала в море и развитие морских организмов, известковые остатки которых составляют местами 90% отложений. Лучшими показателями палеоклимата являются в данном случае своеобразные теплолюбивые моллюски - рудисты, распространенные главным образом в средиземноморской климатической провинции, но на протяжении позднемеловой эпохи три раза (в сеномане, сантоне и отчасти в маастрихте) продвигавшиеся на север - в Трансильванию, Чешско-Саксонский бассейн и северо-западную Европу. В туроне - коньяке и позднем кампане они отступали на юг, а количество их родов и видов уменьшалось.

Периодические изменения в развитии фауны рудистов происходили в основном одновременно на больших пространствах от Средней Азии до Атлантического океана. Такое явление можно объяснить только

колебаниями температуры, охватившими всю Средиземноморскую провинцию и смежные акватории. Итак, периоды бурного развития рудистов и их миграции в северные районы соответствуют повышениям температуры, а их регрессии и вымирания – похолоданиям. Это совпадает с временем появления и исчезновения устричных банок на Волыно-Подолье, а также с данными определения палеотемператур по отношению Ca/Mg.

Состав фаунистических комплексов в Трансильвании и в Среднем Приднестровье резко отличался друг от друга. Так, в сеноманское время среди других групп животные южнее Карпатского флишевого бассейна были рудисты, а севернее – многочисленные аммониты. Кроме того, из 38 видов аммонитов было около 40% теплолюбивых, известных в Северной Африке.

Таким образом, сеноманская фауна Приднестровья не смешивалась с фауной Трансильвании несмотря на то, что у них были примерно одинаковые температурные условия. Миграция фауны в Трансильванию происходила с юго-запада, вероятно, южнее гор Апусени, а в Подольский бассейн – с юго-востока через Молдавию. Карпатский флишевой бассейн был непроходим для фауны, что может быть объяснено наличием кордильер.

В сантонское время, несмотря на заметное повышение температуры в Европе и передвижение границы ареала теплолюбивой фауны на север, в Приднестровье южные формы аммонитов не появились. Путь для их проникновения в этот район был перекрыт, с одной стороны, Подольско-Буковинским поднятием, образовавшимся в туроне – коньяке (илзедская субфаза субгерцинской фазы тектонических движений), а с другой – Карпатским флишевым бассейном. Хотя в Трансильвании отмечено бурное развитие рудистов (почти 30 видов), но ни один вид не перешел на северную сторону бассейна. В результате, в Приднестровье господствовала фауна бореальная, западноевропейского типа.

На основании изучения путей миграции фауны в позднемеловую эпоху были выявлены колебания палеотемпературы в Европе; подтверждено существование кордильер в карпатском флишевом бассейне; определено время образования Подольско-Буковинского поднятия, что поможет уточнить карты сенона (Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, 1968); высказано предположение, что в Трансильвании, южнее гор Апусени, примерно по линии р.Муреш существовал пролив.

ОСНОВНЫЕ ВЕХИ РАЗВИТИЯ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

В.В.Даныш

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Материалы новейших исследований в Советских Карпатах позволяют лучше понять их общую геологическую структуру. Для расшифровки этой структуры и выяснения вопроса о структурно-фациальной зональности региона в первую очередь важен учет специфических особенностей его геологического развития. Этот фактор, к сожалению, нередко упускается из-за стремления протянуть крупные тектонические единицы через все Карпаты только по результатам сопоставления некоторых типов разрезов, обнаженных на дневной поверхности.

Восточнокарпатская геосинклиналь возникла на гетерогенном основании, которое в предшествовавшие ее зарождению стадии тектогенеза было разбито разрывными нарушениями на серию смещенных по отношению друг к другу блоков. В связи с этим, вероятно, следует допускать определенную унаследованную преемственность в дальнейшем ее развитии.

Флишевый цикл в развитии геосинклинали начался на границе юры и раннего мела. К этому времени произошла нивелировка дна бассейна за счет компенсированного накопления карбонатных образований титона. Сходные почти повсеместно флишевые образования нижнего мела (котынская серия) свидетельствуют об общности фациальных условий на раннемеловом этапе развития (котынская стадия). Тектонические подвижки на протяжении рассматриваемого времени проявлялись в пределах геосинклинали очень слабо, что отразилось на характере отложений. Особенно это проявляется на сформировавшихся уже в сеномане – туроне пестроцветных породах.

Последующее позднемеловое время характеризуется нарушением геодинамической стабильности в пределах рассматриваемой территории (антийская стадия). Смещения блоков подфлишевого фундамента по конседиментационным разломам и зарождение внутригеосинклинальных поднятий – кордильер, как дополнительных источников сноса терригенного материала, привели к возникновению частых трогов. Их обособление определило специфическое линейное развитие разнотипных литолого-фациальных комплексов (антийская серия). Этот момент в истории геосинклинали – первоначальный и основной на пути размежевания как фациальной, так и тектонической зональности. Последующие вехи дополняют его и должны учитываться при выделении подзон.

На границе мела и палеогена под влиянием ларамийской фазы складчатости тектонические подвижки усиливаются. В течение палеоцена и эоцена (карпийская стадия) вследствие их возрастания, разнозначных, разноскоростных и разноамплитудных смещений отдельных блоков геосинклиналь превратилась в бассейн с архипелагом островов. Отсюда поразительная пестрота фаций (карпийская серия), изменчивость мощностей толщ, их сложные взаимопереходы. В олигоценовую (омбронскую) стадию развития геосинклинали роль пульсирующих тектонических усилий снижается, что отразилось на фациальном облике олигоценовых отложений (омбронская серия).

При первоначальном проявлении карпатской фазы складчатости, последовавшем на границе палеогена и неогена, осадконакопление в пределах геосинклинали прекратилось. Фаза подвергалась складчатым процессам, испытала общее поднятие и превратилась в горную страну. При этом на формировании геологической структуры сказалось своеобразие линейного развития разнофациальных типов отложений, неодинаковое положение блоков подфлишевого фундамента. С характером развития последних, вероятно, связана специфика изменчивого размаха надвигов в отдельных частях региона, ассиметричность его общей покровной структуры, развитие поперечных поднятий и депрессий, ориентировка региональных разрывов.

Вследствие тангенциального сжатия, вероятного подвигания отдельных составных частей и всасывания на глубину, прежняя ширина геосинклинали значительно уменьшилась. Общая геологическая структура территории была осложнена надвиговыми перемещениями с параллельными процессами гравитационного тектогенеза. Несколько структурных элементов с развитыми в их пределах переходными фациями оказались перекрытыми, что определяет проблему современного их прослеживания, разрешение которой во многом будет зависеть от учета особенностей геологического развития региона.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СОЧЛЕНЕНИИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ КАРПАТ

С.С.Круглов

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Выяснение характера сочленения Внешних (флишевых) и Внутренних Карпат имеет первостепенное значение для восстановления сложной истории геологического развития Карпатской дуги. Польские и чехословацкие геологи всегда подчеркивали принципиально различную природу этих регионов. Среди советских геологов длительное время наиболее популярным было представление о довольно простом их сочленении. При этом считалось, что область стыка является ядерной частью несколько асимметричного сложного мегантиклинория с редуцированным южным крылом. Серьезный подход к разрешению этого вопроса с историко-геологических позиций выдвинул принципиально новую концепцию.

В соответствии с ней структура и развитие области сочленения наиболее правильнее объясняется, если считать, что по крайней мере с начала мезозоя, а может быть в палеозое или даже докембрии, здесь был заложен глубинный разлом, предопределивший дальнейший ход истории этой области. Такая концепция, выдвинутая независимо чехословацкими и советскими геологами, широко распространилась. Однако понимание физического объема глубинного разлома и его роли в формировании структуры области сочленения Внешних и Внутренних Карпат трактуется по-разному. Для одних исследователей – это крупная дизъюнктивная дислокация, отделяющая флишевые Карпаты от Утесовых зон и Мармарошского массива. Для других – это разломы, ограничивающие Утесовые зоны с внутренней и внешней сторон. Для третьих (в том числе и автора) – это широкая полоса, включающая в себя полностью Пенинскую и Мармарошскую Утесовые зоны, а, может быть, даже и Мармарошский массив. Некоторые геологи считают роль глубинного разлома пассивной, признавая его значение лишь в палеогеографическом аспекте. Для других, представления которых разделяются и автором, роль его чрезвычайно велика. Это крупный элемент земной коры, отображающий своеобразный режим развития верхней мантии, являющейся "генератором" всех процессов преобразования более внешних оболочек. Крупная зона глубинного разлома обусловила проявление магматизма (в том числе и ультраосновного) и резкую смену условий осадконакопления на стыке Внешних и Внутренних Карпат на протяжении обозримой истории их развития.

Принципиальные разногласия наметились по вопросу о роли глубинного разлома в осадкообразовании и связи его с надвигами, покровами и шарьяжами. По мнению О.С.Вялова, Я.О.Кульчицкого и других, глубинный разлом не связан с характером складчатости и с формированием покровов и надвигов. Нам же представляется, что его развитие предопределило складчатость и образование покровов. Эти последние являются результатом дальнейшей эволюции зоны глубинного разлома и его производными. По А.В.Пейве, Внутренние и Внешние Карпаты сочленяются по линии Главного глубинного шарьяжа, вдоль которого в послепалеогеновое время произошли горизонтальные перемещения, превышающие 150 км. Проблематичным остается вопрос о характере и направленности движений в зоне глубинного разлома. Вполне реально допущение о господстве вертикальной составляющей для большей части истории развития глубинного разлома и о преобладании горизонтальных напряжений в заключительный ее этап, ознаменовавшийся возникновением Карпатской дуги как горного складчатого сооружения покровно-чешуйчатого типа. На рубеже палеогена и неогена краевые Предкарпатский и Закарпатский глубинные разломы, по-видимому, являлись зонами наибольшего сжатия. Имеющиеся геофизические данные о характере поверхности Конрада и Мохоровичича свидетельствуют о совпадении "корней" глубинного разлома с областью распространения Утесовых зон Закарпатья.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ СОВЕТСКИХ КАРПАТ В МЕЛОВОЙ И ПАЛЕОГЕНОВЫЙ ПЕРИОДЫ

(На основе анализа скоростей осадконакопления)

В.Г.Чернов

Московский государственный университет

Анализ меловых и палеогеновых отложений Советских Карпат показывает, что выделяемые структурно-фациальные зоны (Пенинская, Мармарошская, Мармарошская зона утесов, Раховская, Дуклянская, Черногорская, Кросненская, Субсилезская и Скибовая) имеют длительное, в основном унаследованное и зависимое развитие.

Развитие структурно-фациальных зон носит резко неравномерный характер, что отражается в распределении суммарных мощностей отложений, наличии и количестве перерывов в них, резкой смене состава осадочных пород, а также в различных скоростях осадконакопления.

Учитывая эти особенности меловых и палеогеновых отложений, можно выделить пять стратиграфических комплексов, отвечающих основным тектоно-седиментационным стадиям развития собственно аль-

пийского геосинклинального этапа: I) берриас-среднеальбская, которая длилась 22 млн.лет; 2) верхний альб-сеноманская - 23 млн.лет; 3) турон-датская - 27 млн.лет; 4) палеоцен-эоценовая - 27 млн.лет; 5) олигоценовая - II млн.лет. Каждая из выделенных стадий имеет приблизительно одинаковую продолжительность (22 - 27 млн.лет), за исключением последней стадии, продолжительность которой почти в 2-3 раза меньше предыдущих.

Уже в первой стадии геосинклинального развития обособились зоны с различным типом осадконакопления. На этой берриас-среднеальбской стадии можно выделить две области: флишевого (все флишевые зоны) и нефлишевого (внутренние зоны Карпат - Пенинская, Мармарошская и Мармарошская утесовая) осадконакопления.

В пределах каждой области выделяются зоны как компенсированного, так и некомпенсированного осадконакопления. Скорость осадконакопления на этой стадии колеблется в больших пределах: от 6 м/млн.лет (свалявская свита) до 160 м/млн.лет (раховская свита). Максимальная скорость накопления отложений характерна для компенсированных прогибов, где формировались в основном обломочные и глинистые породы. В условиях некомпенсированного прогибания накапливались карбонатные осадки или глинистый флиш, скорость накопления которых не превышала 20 м/млн.лет.

Вторая стадия в развитии Карпатской геосинклинали началась в позднем альбе и закончилась в конце сеномана. В эту стадию существовали те же зоны, что и в первую, но с несколько иным типом и скоростью осадконакопления. Компенсированное прогибание происходило лишь в зонах, примыкавших с южной и северной сторон к Мармарошской кордильере и Мармарошскому массиву: с удалением от них прогибание не компенсируется осадконакоплением, и скорость накопления осадков закономерно уменьшается с удалением от источника сноса.

Для третьей, турон-датской, стадии развития характерно образование красноцветных хемогенных отложений. Средняя скорость накопления этих отложений незначительная: пуховской свиты - 9-10 м/млн.лет, яловецкой - 12-18 м/млн.лет. Вероятно, красноцветные отложения образовались в широком некомпенсированном бассейне. Накопление флишевых отложений с максимальной скоростью происходило в Дуклянской зоне, где она составляет около 90 м/млн.лет, в Раховской и Черногорской - около 80 м/млн.лет и Скибовой (стрыйская свита) - 40 м/млн.лет.

Четвертая стадия (палеоцен-эоцен) характеризуется повсеместным образованием разнообразных флишевых и флишоидных отложений, проис-

ходившим, вероятно, в компенсированных прогибах, но с переменной скоростью 10 – 80 м/млн.лет.

Последняя, пятая стадия (олигоцен) характеризуется почти повсеместным образованием флиша и резким увеличением скорости осадконакопления, совпадающим с началом олигоцена. Скорость осадконакопления в отдельные моменты олигоцена достигала максимальных значений 150–300 м/млн.лет.

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ КАРПАТСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ В СВЕТЕ ТЕКТОНИКИ ПЛИТ

В.Н.Утробин, Л.В.Линецкая

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт, Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Карпатская складчатая геосинклинальная система делится на две разновозрастные альпийские складчатые области : Внутрикарпатскую и Внешнекарпатскую.

Карпатская система заложена в результате раздвигания Африканской и Европейской плит литосферы. Она развилась благодаря появлению конвенционных ячеек в верхней мантии в раннем триасе и поздней юре и смещению Европейской плиты в южном направлении в миоцене.

В раннем триасе южный край Европейской плиты был расколот на блоки. Между Динарской и Карпатской системами обособился микроконтинент Апусени. Севернее его возникла зона растяжения и образовалась Тиссенско-Сомешская эвгеосинклиналь. Севернее и северо-восточнее этой зоны располагалась центральная часть Внутрикарпатской геосинклинали (Словацкая глыба, или Внутренние Западные Карпаты). Словацкая глыба состояла из блоков с корой континентального типа и зон растяжений с корой переходного или океанического типов. С севера и северо-востока она окаймлялась зоной растяжения, на месте которой образовалась Пенинская геосинклиналь, сейчас представленная только частично (Пенинской и Мармарошской зонами). Центральная и восточная части Словацкой глыбы не сохранились и частично перекрыты Трансильванской впадиной и продолжаются в южных Карпатах. Судя по формациям, собственно геосинклинальный, или океанический, этап развития Внутрикарпатской геосинклинали продолжался в условиях растяжения до коньякского века.

В верхней юре от юго-западного края Европейской плиты откололся Мармарошский блок с корой континентального или переходного типа. К северо-востоку от него образовалась новая конвекционная ячейка, приуроченная к зоне растяжения, на месте которой заложилась Внешнекарпатская миогеосинклиналь.

На границе между Мармарошским блоком и Пенинской геосинклиналью образовалась зона Беньофа. Океаническая, переходная и местами континентальная кора Внутрикарпатской геосинклинали начала подвигаться под континентальную кору Мармарошского блока. Встреча двух конвекционных потоков под Мармарошским блоком в конце нижнего мела вызвала его дробление, смятие в складки и образование на его месте островной дуги. В верхнем мелу Пенинская геосинклиналь стала глубоководным желобом (частью зоны Беньофа), в котором происходило соскребание геосинклинальных осадков и формирование меланжа, наблюдаемого сейчас в Пенинской и Мармарошской зонах и в восточной части фундамента Закарпатского прогиба.

В туроне и коньяке, к югу от микроконтинента Апусени, вероятно, образовалась новая конвекционная ячейка. Внутрикарпатская геосинклиналь в это время испытывала сжатие и складчатость, после которой в отдельных зонах прогибания отложились верхнемеловые молассы. Последующее общее сжатие и ларамийская складчатость смяли верхнемеловые молассы, геосинклинальный комплекс, после чего образовались надвиги.

При надвигании Африканской плиты с юга Тиссенско-Сомешская геосинклиналь и микроконтинент Апусени по глубинным надвигам перекрыли, по-видимому, южную часть Словацкой глыбы, а Мармарошская дуга надвинулась на Пенинскую геосинклиналь и северный край Словацкой глыбы.

На протяжении мела и палеогена Внешнекарпатская геосинклиналь была зоной растяжения и погружения юго-западного края Европейской плиты. В зоне интенсивного растяжения сформировалась сначала карбонатно-вулканогенная, а затем отложились темноцветная глинисто-терригенная (предфлишевая) и собственно флишевая формации.

В конце палеогена - начале миоцена возобновилось сближение Европейской и Африканской плит, в результате чего произошло резкое сжатие и сокращение размеров Внешнекарпатской геосинклинали и дальнейшее перераспределение горных масс в пределах всей Карпатской системы.

К ВОПРОСУ О КОРДИЛЬЕРАХ В СЕДИМЕНТАЦИОННОМ БАССЕЙНЕ ЗОНЫ БЕРЕГОВЫХ КАРПАТ

Г.Н.Ладыженский

Институт геологических наук АН УССР

Во флишевых отложениях зоны Береговых Карпат на различных стратиграфических уровнях залегают прослои экзотических конгломератов и гравелитов, содержащих окатыши домеловых пород. Исследование этих окатышей позволило судить о геологическом строении прикарпатского (домелового) структурного этажа. Выступы этого этажа над поверхностью геосинклинального бассейна (а также находящиеся ниже поверхности воды) - кордильеры являлись внутренними источниками сноса обломочного материала. Грубый материал при разрушении кордильер отлагался вблизи берега, более мелкий - сносился в глубь бассейна.

Поэтому увеличение размеров окатышей в пределах одного и того же пласта может свидетельствовать о близости источника сноса. Учитывая при этом направление морских течений, по положению иероглифов можно определить приблизительное местонахождение кордильер во время осадконакопления.

В поперечном профиле, проходящем в долине р.Днестр, возле с.Бачина Старосамборского р-на обнажается восьмиметровая толща экзотических гравелитов, залегающих в верхней части ямненского песчаника, который входит в состав юго-западного крыла второй чешуи Береговой скибы. Гравелиты содержат окатыши экзотических пород размером 0,5-1,5 см, реже - до 3 см. Юго-западнее, к северо-востоку от с.Стрельбичи, залегают уже не гравелиты, а конгломераты, содержащие окатыши аналогичных экзотических пород размером 8-15 см, но иногда достигающие 0,5 м.

В долине р.Быстрица в крайней северо-восточной структуре Оровской скибы как в северо-восточном, так и в юго-западном крыльях залегают ямненские песчаники, содержащие несколько горизонтов экзотических гравелитов. Юго-западнее мощность горизонтов гравелитов, так же как и всей толщи ямненского песчаника, уменьшается.

Следовательно, в Береговой скибе размеры экзотических окатышей увеличиваются в юго-западном направлении, а в Оровской - в северо-восточном.

На основе приведенных данных можно сделать вывод, что в северо-западной части зоны Береговых Карпат между бассейнами осадконакопления Береговой и Оровской скиб в ямненское (палеоценовое) время существовала кордильера.

ПЕРЕРЫВЫ И НЕСОГЛАСИЯ ВО ФЛИШЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

(На основе анализа состава конгломератов)

В.Г.Чернов

Московский государственный университет

Меловые и палеогеновые отложения Украинских Карпат образуют мощную (порядка 10000 м) флишевую формацию, сложенную в основном двухкомпонентным флишем. Все исследователи рассматриваемые отложения считают непрерывными и не выделяют внутри них перерывов и несогласий.

Между тем изучение состава грубообломочных отложений (главным образом конгломератов и гравелитов) мела и палеогена показывает, что в их составе часто содержится большое количество переотложенного флишевого материала (песчаников, алевролитов, аргиллитов, сидеритовых конкреций и т.д.). Вместе с обломками других пород (магматических, метаморфических и осадочных), имеющих более древний возраст и другое происхождение, этот материал был установлен в следующих свитах.

Раховская зона. В верхней части раховской свиты (берриас - готерив) в горизонтах с включениями встречаются обломки песчаников и аргиллитов раховского типа. В белотисенской свите (баррем - средний альб) в составе богданских конгломератов (местами до 10%) встречены песчаники и аргиллиты флиша размерами до 0,8 м. В броньковских конгломератах около 10% составляют обломки песчаников, аргиллитов и сидеритовых конкреций. В суховской свите (верхний альб - турон) присутствуют обломки зеленых аргиллитов. В конгломератах терешовской свиты (коньяк - маастрихт) встречаются обломки песчаников, красных, зеленых и окремнелых аргиллитов.

Буркутская зона. В буркутской свите (верхний альб - сеноман) на северо-западе (бачавская свита) в составе конгломератов наблюдается (около 10%) обломки песчаников, алевролитов и аргиллитов, а в лютской свите (верхний маастрихт - нижний палеоген) - обломки аргиллитов. В разрезе среднего эоцена (руч.Гранкулив) гравелиты и конгломераты содержат обломки черных и зеленых аргиллитов.

Дуклянская зона. Обломки переотложенных флишевых пород отмечаются в лютской свите.

Субдуклянская зона. В среднем эоцене (пикуйские конгломераты) преобладают обломки сидеритовых конкреций, аргиллитов и песчаников флиша.

Черногорская зона. Переотложенный флишевый материал в небольшом количестве обнаружен в отложениях черногорской свиты (кампаний) в Лужанской, Говерлянской и Скуповской подзонах.

Силезская и Субсилезская зоны. В пределах этих зон конгломератовые отложения практически отсутствуют; лишь местами (палеоцен? - нижний и средний эоцен) кварцевые песчаники обогащены гравийным материалом.

Скибовая зона. На северном склоне флишевых Карпат в меловых и палеогеновых отложениях конгломераты и гравелиты образуют маломощные линзовидные прослои. Обломки переотложенных пород известны в стрыйской, ямненской и паляницкой свитах. В последней они составляют до 30% и представлены песчаниками, алевролитами, мергелями, слоистыми кремнями, черными листоватыми битуминозными сланцами палеогена Карпат.

Рассмотренные переотложенные обломки флишевых пород не могут выдержать длительный перенос и всегда отличаются плохой окатанностью. Появление в конгломератах переотложенных флишевых пород свидетельствует о резкой смене фаций в вертикальном разрезе. Предполагаем, что значительные стратиграфические несогласия связаны с формированием наиболее мощных толщ конгломератов. При этом величина несогласия может выражаться выпадением разреза толщ мощностью в десятки и более метров. Рассматриваемые несогласия в отложениях Украинских Карпат можно определить как местные, которые не везде развиты во флишевой геосинклинали, а отражают движения и рост отдельных кордильер. Это несогласия краевых частей отдельных прогибов, затухающие к центру. Не исключено, что в краевых частях зон, прилегающих к поднятиям, они переходят в локальные угловые. Анализ распространения конгломератов Карпат показывает, что основная их масса приурочена к зонам, имеющим краевое положение во флишевом троге (Раховско-Буркутская и Скибовая зоны). А зоны, занимающие центральное положение во флишевом прогибе (Силезская и Субсилезская), практически не содержат грубообломочных пород. Такая же закономерность устанавливается и в распространении перерывов и несогласий.

В истории развития Карпатской геосинклинали можно выделить несколько эпох интенсивного проявления тектонических движений, приводивших к образованию перерывов и несогласий: поздний готерив, средний альб - ранний сеноман, кампан - маастрихт, ранний палеоцен, средний эоцен, поздний олигоцен.

О ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЯХ, СУЩЕСТВОВАВШИХ В УКРАИНСКИХ КАРПАТАХ В ОЛИГОЦЕНЕ

Б.Н.Чалый

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В конце эоцена, вследствии интенсивных тектонических движений пиренейской фазы, в Украинских Карпатах произошла резкая смена условий осадконакопления. Формировавшиеся в эоценовое время на рассматриваемой территории полифациальные пестрые песчано-глинистые отложения сменились в олигоцене темноцветными битуминозными глинистыми осадками.

Литофациальный состав и расположение мощностей отложений нижнеменилитовой, лопянецкой, верхнеменилитовой, поляницкой и дусинской свит, а также кросненской серии и маловыженских песчаников свидетельствуют о том, что в начале олигоцена в Украинских Карпатах существовало два крупных бассейна осадконакопления - Менилитовый и Дусинский. Первый находился на территории Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, Скибовой, Розлучской, Кросненской, Преддуклянской и северо-восточной части Дуклянской зон, а второй охватывал юго-западную часть Дуклянской, Предмагурскую, Магурскую и Утесовую зоны.

Вначале Менилитовый бассейн имел асимметричное строение (его осевая часть располагалась перед Скибовой зоной) и в его пределах формировались главным образом некарбонатные темноцветные аргиллиты с прослоями силицитолитов и песчаников. В конце олигоцена в результате проявившихся предкросненских тектонических движений площадь Менилитового бассейна значительно уменьшилась, на его широком юго-западном крыле возник Кросненский прогиб, в состав которого вошли юго-западная часть Скибовой, Розлучская, Кросненская, Преддуклянская и северо-восточная часть Дуклянской зоны.

В Менилитовом бассейне после предкросненских тектонических движений начали накапливаться серые песчано-аргиллитовые отложения лопянецкой свиты, а после постполяницких тектонических движений формировались темноцветные породы верхнеменилитовой свиты, а после предлопянецких тектонических движений - темно-серые песчано-глинистые осадки поляницкой свиты.

В Кросненском прогибе, осевая часть которого располагалась в основном в пределах Кросненской зоны, после предкросненской фазы формировались главным образом массивные и толстослоистые песчаники,

после поляницкой фазы – среднеслоистые песчаники с прослоями аргиллитов, а после предполяницкой – тонкоритмичные серые флиши.

В Дусинском бассейне, осевая часть которого располагалась посередине Предмагурской зоны, после пиренейской фазы формировались главным образом карбонатные темноцветные битуминозные аргиллиты дусинской свиты с прослоями мергелей, силицитолитов и песчаников; а после предкросненской фазы – маловыженские песчаники. Что же касается тектонических движений предполяницкой и постлопянецкой фаз, то они, очевидно, здесь осадконакопления не вызывали.

К ИСТОРИИ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ КАРПАТСКИХ НЕОГЕНОВЫХ ПРОГИБОВ

И.В.Венглинский, Л.П.Плакса

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Неогеновые отложения рассматриваемой области характеризуются разнообразными фациями терригенной седиментации с одновременным широким развитием биогенного, биохемогенного и хемогенного осадконакопления. Основное влияние на формирование пестрой гаммы фаций оказывали активные тектонические процессы, сопровождавшиеся периодической вулканической деятельностью. В свою очередь все эти факторы определяли непостоянность гидрохимической обстановки водоемов, что существенно влияло на развитие животного и растительного мира. Именно фаунистические остатки, как бывшие тонкие индикаторы среды обитания древних бассейнов, дают нам определенные данные для решения вопросов палеогеографии, палеобиономии и зоогеографического районирования.

Развитие неогеновых бассейнов, их размеры, очертания, морфологический характер, связь или изоляция с Тетисом находились в зависимости от интенсивности и характера тектонического развития области, что определяло степень трансгрессивности вод открытого моря и миграционные возможности морских сообществ. Расцвет и угасание фаунистических сообществ подчинены определенной этапности, увязывающейся с общим гидрологическим режимом бассейна и седиментационными его циклами. В неогеновое время выделяется пять таких циклов: аквитан-бурдигальский, гельветский *s.l.*, тортонский, сарматский и паннон-левантинский.

Аквитан-бурдигальский цикл охватывает время развития Поляницко-воротыщенского бассейна, занимавшего Предкарпатскую зону опуска-

ний и представлявшего собой узкий, вытянутый вдоль Карпат водоем, временами распадавшийся на систему засолоненных, местами опресненных лагун. Примерно к этому же раннемиоценовому времени следует отнести и небольшие реликтовые лагуны во Внутрикарпатской области, от которых, по-видимому, и был унаследован миоценовый бассейн (загипсованные грубообломочные и глинистые образования негровской свиты). В начале опускания Закарпатского прогиба и вторжения вод бурдигальского моря в его пределы образовался ограниченный узкий мелководный залив (междуречье Ашпици – Тересвы), вытянутый по северной краевой зоне прогиба.

Время развития стебникско-баличского Предкарпатского водоема отвечает лагунно-морскому гельветскому циклу. Сначала бассейн развивался в пределах предшествовавшего ему поздневоротыщенского водоема, затем он значительно сместился к северо-востоку, где в приплатформенной части в прогибание были вовлечены новые участки. На юго-востоке бассейн заметно сократился и, очевидно, потерял связь с открытым морем. В стебникское время имели место вулканические проявления, о чем свидетельствует наличие пепловых туфов в верхней части разреза свиты. Дальнейшее развитие карпатских водоемов (богородчанское время) связано с более широкой морской трансгрессивной ступенью, захватившей Внутреннюю и Внешнюю зоны Предкарпатского прогиба и юго-западную окраину Русской платформы. Северо-восточная граница Богородчанского бассейна была значительно отодвинута в сторону платформы, а юго-западная – примерно совпадала с таковой раннегельветского водоема. Завершающая ступень этого цикла (тирасское время) связана с заметным сокращением водоема, его расчленением на более мелкие лагуны и накоплением хемогенных образований. В Закарпатском прогибе гельветскому седиментационному циклу отвечают образования терешульских конгломератов, новоселицкой, водицкой и тереблинской свит.

Тортонскому седиментационному циклу, ознаменовавшемуся новой морской трансгрессией и захватившему широкие территории прогибов, отвечает время образования косовской свиты в Предкарпатье, солотвинской, тересвенской и басхевской свит в Закарпатье.

Позднемиоценовый седиментационный цикл связан с сарматской трансгрессией и отвечает времени формирования дашавской свиты в Предкарпатье, доробратовской, луковской и алмашской свит в Закарпатье. Переход от тортонского к сарматскому этапу сопровождается сменой морского режима на солоноватоводный, что весьма четко фиксируется сменой фаунистических сообществ.

К концу позднемиоценового этапа в Закарпатском прогибе водоемы деградируют, сокращаются, наступает резкое опреснение, образуются солоноватоводные и пресноводные озера, составляющие северные заливы обширного Паннонского бассейна. Паннон-левантинский седиментационный цикл отвечает озерно-болотным и вулканогенным образованиям плиоцена. В Предкарпатском прогибе дочетвертичные образования моложе раннесарматского времени отсутствуют.

СТРУКТУРНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ КИСЛОГО ВУЛКАНИЗМА ВЕНДА НА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЕ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.Я.Радзивилл, В.Я.Радзивилл

Институт геологических наук АН УССР

Тектонические позиции широко развитых покровов вендских базальтов юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы определяются четкой их приуроченностью к синклинальным структурам первого порядка, осложненным глубинными разломами (Бондарчук, 1959; Бернадская, 1958; Ушакова, 1962; Воловник, 1971, и др.). Предприняты попытки палеовулканических реконструкций (Воловник, 1971; Воловник, Власов, 1973), Сведения же по средним и кислым вулканитам отрывочные, несистематизированные. Однако, учитывая структурное своеобразие проявлений среднего и кислого вулканизма, эти сведения заслуживают самого пристального внимания.

В надэффузивной толще Волыно-Подолии (валдайская серия) широко представлен туфогенный и вулканомиктовый материал, неравномерно распределенный преимущественно в ее нижней части. Кремнистые пепловые туфы и туффиты присутствуют в составе бронницких слоев (Копелиович, 1965; Крашенинникова, 1960,1962). Туфовый материал обнаружен в низах ярышевской свиты юго-восточнее г.Ровно. На Подольском Приднестровье распространены выдержанные по мощности пропластки бентонитовых глин бернашевских слоев, туфовый материал также характерен для заньковских слоев.

Обломки кварцевых порфитов обнаружены в песчаниках джурджевских слоев нагорянской свиты района Мурованых Куриловцев (скв. № 14671). В составе же конгломератов ярышевской свиты бассейна р.Припяти известны хорошо окатанные гальки кварцевых порфитов до 6-8 см в поперечнике.

Таким образом, после накопления лав и туфов основного состава в прогибе идет аккумуляция преимущественно терригенных осадков, но заметную роль играет также тонкий пепловый материал и переотложенные обломки эффузивов кислого ряда. Обломочный материал, в том числе и гальки кварцевых порфиров, поступал с западных склонов щита. Центры вулканических извержений находились скорее всего за пределами ареала базальтовых покровов.

Исходя из фактического материала и учитывая общие закономерности развития вулканического процесса в пределах континентальных вулканических поясов и провинций (Милановский, 1965; Радзивилл и др., 1970; Малеев, 1973, и др.), можно предположить, что основной и кислый магматизм юго-западной части Восточно-Европейской платформы были разобщены в пространстве (и структурно) и смещены во времени. Этапу образования прослоев туфов, видимо, отвечают заключительные этапы кислого вулканизма и разрушения вулканических построек, созданных в процессе его более ранней активности. Известно, что фанерозойские вулканы центрального типа континентов группируются в вулканические дуги. Вулканическую дугу можно наметить и для позднего протерозоя региона вдоль западного склона Украинского щита, проследив ее от известных участков развития ортофиров на р.Соби до кислых и средних вулканитов на Брестском выступе (протяженность более 450 км). В южной части дуга совпадает с Шепетовско-Винницким отрезком Шепетовско-Винницко-Одесской зоны увеличенных мощностей (до 54 км) земной коры (в том числе и гранитного слоя) западной части УЩ (Соллогуб,1970, 1971). Севернее она примыкает к восточной границе бассейна аккумуляции образований волынской и валдайской серий. Можно предположить вторую, западную, вулканическую дугу в районе Прикарпат.

В связи с изложенным намечаются пути дальнейших целенаправленных поисковых палеовулканологических исследований.

ТЕКТОНИКО-МАГМАТИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ КАРПАТ

Э.А.Лазаренко

Закарпатская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

Карпатская подвижная область разделена на Внешние и Внутренние Карпаты, прошедшие различный путь развития на протяжении нескольких тектоно-магматических циклов.

Во Внешних Карпатах наблюдается регенерация миогеосинклинальных условий развития, а во Внутренних - эвгеосинклинальных. С этим

связывается слабый метаморфизм в докембрийских образованиях Лежайского массива, погребенного под неогеном Предкарпатского передового прогиба.

Во Внутренних Карпатах докембрийские складчатые образования подверглись мезо- и катотермальному региональному метаморфизму с развитием мигматитов, гранулитов и гранитизацией.

Каледоно-герцинские складчатые образования метаморфизованы в мезо- и эпитермальных условиях геосинклинального метаморфизма. В отличие от внешней зоны каледонский цикл во Внутренних Карпатах оказался незавершенным и слился с герцинским. Геосинклинальные условия, по-видимому, существовали здесь, начиная с кембрия до нижнего карбона включительно. В кембрии проявился мощный вулканизм, образовавший спилито-кератофировую формацию, превращенную метаморфизмом в порфироидную. В девоне сформировалась спилито-диабазовая геосинклинальная формация, превращенная в основном в амфиболиты, эпидотовые и актинолитовые сланцы.

В раннеорогенную стадию (нижний карбон) произошли многочисленные гранитоидные интрузии, частично разгнейсованные.

После герцинской посторогенной стадии в пермское время наступил период квазиплатформенного развития в триасе и юре. В мелу и палеогене, во Внешних Карпатах происходили интенсивные прогибания и формировались миогеосинклинальные флишевые формации.

В австрийскую фазу складчатости краевая часть срединного массива была интенсивно дислоцирована, сформировалось ее покровно-чешуйчатое строение. В ларамийскую фазу внедрились гранитоидные интрузии (банатиты), сопровождавшиеся широким метаморфизмом и гидротермальной деятельностью.

В главную карпатскую фазу складчатости - штирийскую (на границе палеогена и неогена) в тыльной части зоны центральных массивов сформировались внутренние прогибы, вдоль которых вулканические извержения образовали мощные вулканические толщи миоценовой андезитовой формации.

В позднеорогенный период на месте стабильной центральной части срединного массива образовалась межгорная впадина (Большая Венгерская впадина), в бортовых частях которой в верхнем плиоцене проявился интенсивный андезитовый вулканизм.

Характерной чертой региона является резкое различие в мощности земной коры в срединном массиве (около 30 км) и флишевых Карпатах (50 - 55 км). Осадочный слой имеет мощность 3-5 км на срединном массиве и свыше 20 км во флишевой зоне (Соллогуб и др.,1965).

Это, очевидно, связано с гранитизацией значительных масс осадочных и метаморфических пород в пределах эвгеосинклинали (срединном массиве) и сохранением слабометаморфизованных осадков нескольких тектоно-магматических циклов в миогеосинклинали на территории флишевых Карпат.

К ВОПРОСУ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОЯВЛЕНИЙ КИСЛОГО ВУЛКАНИЗМА ПРИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЯХ

Л.Г.Данилович

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Проявления кислого вулканизма (верхний мел - паннон) локализуется в пределах внутрикарпатской области. Мощные толщи своеобразной пирокластики, связанные с игнимбритовым типом извержений, характеризуют положение центров извержений типа каналов-трещин. Сильные эксплозии рассеивали пепел далеко за пределы внутрикарпатской области.

Изучение эволюции кислого вулканизма позволяет предполагать миграцию извержений каждой вспышки вулканизма во времени и пространстве с запада на восток Карпатской геосинклинали в соответствии с направлением движений основных фаз складчатости и незначительным смещением зон вулканизма во времени с юга на север.

Поскольку магматический расплав чутко реагирует на неустойчивый тектонический режим, поэтому вулканические проявления можно использовать для установления хронологии основных движений определенных фаз складчатости. Основные мощные ритмы извержений кислых магм (Данилович, 1972), по-видимому, характеризуют наиболее интенсивные движения.

Устойчивое местоположение магматических очагов в течение длительного интервала времени (верхний мел - паннон) при своеобразии тектонического развития Внутренних Карпат (центробежная полярность миграции геосинклинальных условий и орогенеза, односторонняя вергенция движений осадочного чехла и т.д.) позволяют рассматривать их как "гранитоидные" корни внутренних частей эвгеосинклинальных прогибов.

Масштабы кислого вулканизма в пределах внутрикарпатской области грандиозны как по площади, так и по объему продуктов извержения. Протяженные узкие покровы игнимбритовых образований (300-400 км) трассируют направление, по которому формировалась магматическая

камера. Поэтому их можно принять с определенной поправкой за проекцию очагов (камер) кислого расплава.

Таким образом, оторванное положение зон кислого вулканизма внутрикарпатской области от эволюции геосинклинали только кажущееся. В действительности они являются ее неотъемлемой частью и генетически связаны с развитием эвгеосинклинальных прогибов Внутренних Карпат. Поэтому эти зоны являются важным элементом, восстанавливающим положение эвгеосинклинальной области при покровно-надвиговом стиле тектоники складчатой системы, а именно эвгеоантиклинальной зоны, с которой генетически и пространственно связано формирование гранитоидных магм в орогенный период эволюции геосинклинали, а выявленная ритмичность извержений позволяет фиксировать главные движения основных фаз складчатости.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ВРЕМЕНИ ПРОЯВЛЕНИЯ ВУЛКАНИЗМА В МЕЖДУРЕЧЬИ ЧЕРНОГО ЧЕРЕМОША И ТИСЫ

Р.Й.Лещух

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

На южном склоне Украинских Карпат по ручьям Струнжень, Бальзатул, Лемский Лес, Липовец, Менчиль в бассейне р.Белой Тисы, а также по руч. Выгчинка в бассейне Черного Черемоша обнажаются вулканогенные отложения или ассоциирующие с ними светло-серые органогенные известняки. Вопрос о положении этих образований в геологическом разрезе долго оставался дискуссионным. С момента первоначального установления и по настоящее время среди исследователей этой территории нет единого мнения и о их возрасте. Он обычно устанавливался как юрский вообще или как верхнеюрский. Существовали еще и другие взгляды, указывающие на послетитонское, верхневаланжинское - нижнебарремское, альб-сеноманское, сеноманское и даже палеогеновое время проявления вулканической деятельности на линии так называемого "Шибенского надвига". Стратиграфическое положение рассматриваемых образований также интерпретировалось по-разному. Одни авторы ошибочно относили эти отложения к "ядру петрошской антиклинали", другие - объединяли их вместе с черным терригенным флишем, выделяя под названием "тростянецкой свиты". Приурочивали их и к отдельным тектоническим чешуям или же только к большому Шибенскому надвигу.

Значительные расхождения в определении возраста вулканогенных образований, обнажающихся в восточной части южного склона Украинских Карпат, требовала дополнительных исследований.

Из этих отложений (руч.Выпчинка) и ассоциирующих с ними органогенных известняков (бас.Белой Тисы) была собрана большая коллекция ископаемых, представленная главным образом аммонитами, а также белемнитами, двустворчатыми и брюхоногими моллюсками, обломками криноидей, иголок ежей, несколькими экземплярами рудистов, зубов рыб и фораминифер. Фаунистически также охарактеризованы флишевые отложения, вмещающие породы с упомянутыми ископаемыми. Из всех разностей вулканогенных образований были отобраны образцы для петрографических исследований.

Изучение фауны аммонитов, представленных только видами, типичными для Средиземноморской области, позволяет говорить о баррем – аптском возрасте содержащих их известняков, а своеобразный комплекс разных групп фауны указывает на их рифовый характер.

Петрографические исследования вулканногенных образований в шлифах, произведенное Л.Г.Данилович, показало, что все они основного состава с характерными зеленокаменными изменениями. Это преимущественно спиллиты и базальты (в меньшем количестве гиалокластиты), формировавшиеся в подводных условиях.

Как отмечалось большинством исследователей, известняки – явно более древние по сравнению с вулканогенными образованиями, так как их обломки обнаруживаются в последних. Поэтому возраст вулканогенного комплекса не может быть древнее верхнего апта. Во вмещающих их флишевых образованиях нами найдены верхнеаптские и альбские аммониты.

Таким образом, вулканические процессы на территории, отвечающей современному южному склону Украинских Карпат (междуречье Черного Черемоша и Тисы) связаны, по-видимому, с австрийской фазой складчатости.

Органогенные известняки формировались у приподнятых участков бассейна и представляют собой своеобразную прикордильерную фацию. На существование кордильеры между Суховской и Черногорской зонами указывают также и другие факторы.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ НОВЕЙШЕЙ ТЕКТОНИКИ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ПЛИТЫ

И.М.Свынко

Тернопольский педагогический институт

В истории развития неотектонических движений Волыно-Подолья четко выделяется два этапа: миоценовый и плиоцен-четвертичный. Первый характеризуется развитием колебательных движений земной коры с преобладанием прогибаний и связанных с ними морских трансгрессий, второй – повсеместным преобладанием поднятий и полным отсутствием морского режима.

Суммарные амплитуды поднятий Волыно-Подолья за послесарматское время составляют в среднем 300–350 м. Максимальные их значения, приуроченные к северной и северо-западной частям Подолья, составляют 400–450 м. К краям плиты суммарные амплитуды поднятий постепенно снижаются.

В пределах Волынской возвышенности суммарные амплитуды новейших поднятий немного ниже (максимум 320–330 м), чем на северном крае Подолья. При этом их значения возрастают с севера к южному краю возвышенности, отчлененному от Подолья пониженной равниной Малого Полесья. Последние данные позволяют предположить, что в структурном отношении Волынская возвышенность является северным крылом крупной положительной новейшей структуры, южное крыло которой уходит в пределы Подолья. Осевая линия этой структуры либо совпадает с северным краем Подолья, либо находится в пределах равнины Малого Полесья, где прослеживать ее трудно из-за полного размыва неогеновых и частично верхнемеловых пород.

Наличие в пределах Северо-Подольского уступа и Малого Полесья фрагментов нескольких поверхностей выравнивания указывают на то, что тектонические движения, обусловившие интенсивное развитие эрозионных процессов, происходили поэтапно.

В современную эпоху вся территория Волыно-Подолья продолжает испытывать поднятия интенсивностью около 5 мм/год. Максимум поднятий (на участках между Львовом и Сарнами) достигает 10 мм/год (Мещеряков, 1965).

Новейшие тектонические движения имели отчетливо выраженный дифференцированный характер как во времени, так и в пространстве, что привело к образованию пологих тектонических структур второго и третьего порядка. Наличие последних подтверждается геологическими и геоморфологическими данными.

Пространственное расположение новейших структур подчиняется определенной закономерности: в большинстве они располагаются по линиям северо-западного (305–335°) и северо-восточного (45–65°) простираний, образуя отдельные линейновытянутые зоны. Наиболее контрастными из зон северо-западного простирания являются: Романо – Чернелица, Подкамень – Смотрич, Каменка – Бугская – Чертков, а северо-восточного – Романов – Кременец, Рогатин – Славута, Велеснев – Теребовля. Осевые линии зон новейших поднятий обычно следуют вдоль водоразделов. В местах пересечения ими рек в последних деформируются продольные профили русел.

Линии простирания зон новейших поднятий в плане хорошо согласуются с направлениями известных разломов кристаллического фундамента и тектонических трещин в породах осадочного чехла, что указывает на их тесную генетическую связь.

На участках пересечения зон северо-западного простирания (с.Романов, Подкамень, г.Кременец и др.) наблюдается увеличение значений суммарных амплитуд новейших поднятий, свидетельствующее, видимо, о большей раздробленности фундамента платформы на этих участках и более интенсивном поднятии отдельных блоков.

Согласно имеющимся данным, Волыно-Подольская плита и соответствующая ей возвышенность является крупной морфоструктурой первого порядка. Характерной особенностью этой морфоструктуры является ее тектоническая обращенность по отношению к структуре палеозоя. Инверсия рельефа и образование возвышенности обусловлены новейшими послесреднесарматскими тектоническими движениями.

Новейшие структурные формы второго и третьего порядка обнаруживают признаки тесной связи с разрывными тектоническими нарушениями, скрытыми на глубине, преимущественно в толще докембрийских и палеозойских пород.

НЕОТЕКТОНИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ УКРАИНЫ

И.Л.Соколовский, Н.Г.Волков

Сектор географии АН УССР

Синтезом результатов неотектонических исследований на территории УССР за последние годы является карта неотектоники УССР (отв. редактор И.Л.Соколовский). Основным методом характеристики неотектонических движений и создаваемых этими движениями структур являются изобазы-изолинии одинаковых суммарных амплитуд неоген-четвертич-

ных движений, проведенные через 50 м, а в пределах Днепровско-Донецкой впадины - через 10 м.

Суммарные амплитуды неоген-четвертичных движений достигают в Карпатах 2000 м, а в Горном Крыму - более 1500 м; на платформенной части территории УССР максимальные суммарные амплитуды поднятий до 300-350 м установлены в юго-западной части Волыно-Подольской плиты и в Донбассе - в северной части Главного антиклинала и на Северном антиклинале. Между этими зонами максимальных суммарных амплитуд расположены зоны с меньшими значениями поднятий, а в южной части Причерноморской впадины, в Северном Крыму, в Добруджинском и Предкарпатском прогибах преобладают опускания, достигающие 300 м в Индольской впадине, 250 - в Сивашской впадине, 600 - в районе Кагула, 3000 м - в Предкарпатском прогибе.

Характер неотектонических движений в пределах западной, восточной и южной нефтегазоносных областей Украины различен по направленности, интенсивности и дифференциации движений, что не позволяет считать его связанным с нефтегазоносностью.

Дифференциация неотектонических движений отчетливо проявляется для отдельных регионов в пределах развития локальных структур, которые представляют интерес с точки зрения поисков, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Эти движения отражаются не только в рисунке изобаз, они устанавливаются с помощью комплекса геоморфологических методов.

В настоящее время считается установленной структурообразующая роль неотектонических движений и их влияние на формирование залежей нефти и газа. Пока недостаточно убедительно обосновано представление о возможности разрушения месторождений в результате проявления неотектонических движений.

Отмечается определенная связь между неотектоническими движениями земной коры и гидрогеологическими условиями. Участкам с повышенной неотектонической активностью отвечают гидродинамические, геотермические и гидрохимические аномалии.

СВЯЗЬ СОВРЕМЕННЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ С ГЛУБИННЫМ СТРОЕНИЕМ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ УКРАИНЫ

И.Д.Гофштейн, В.И.Сомов, В.Г.Кузнецова, И.В.Червак

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Современные движения земной коры характеризуются глобальным распространением. Во многих местах установлена их связь с геологической структурой, рельефом, геофизическими полями, что заставляет рассматривать современные движения как тектонические и оправдывает постановку вопроса о связи современных движений (исключая некоторые их виды) с глубинным строением и глубинными процессами.

Геодезический материал по профилям, секущим Карпаты вкрест простирания и образующим два замкнутых полигона повторного нивелирования, отвечает требованиям, необходимым для выявления вертикальных деформаций земной коры. Изучение составленных графиков скорости показывает, что дифференцированность современных движений обусловлена блоковым строением земной коры. Конфигурация кривых подтверждает наличие зон глубинных контактов, по которым происходят современные подвижки блоков.

Распределение направленности горизонтальных смещений пунктов триангуляции также указывает на то, что они обусловлены блоковым строением изучаемой территории.

Явление унаследованности современных движений земной коры от древних движений позволяет при определенных условиях выделить на карте современных движений участки земной коры более или менее мобильные. На карте скорости современных вертикальных движений земной коры западной части Украины отчетливо прослеживается связь между районом повышенной скорости и наиболее мобильной на орогенном этапе осевой зоной Карпат. Район, где совпадает высокая скорость современных движений с высокой мобильностью земной коры в кайнозое и мезозое, имеется и на краю Русской платформы.

На фоне общего воздымания Карпат северо-восточный и юго-западный склоны сохраняли направленность движений при незначительных колебаниях их интенсивности в течение периода 1882-1971 гг. В Предкарпатском передовом прогибе и предгорьях юго-западного склона также сохранялось поднятие. Впадина Закарпатского внутреннего прогиба характеризуется изменением знака движений (опускание сменилось поднятием). Юго-западная полоса Русской платформы характеризуется постоянной скоростью современных вертикальных движений.

Сопоставлялись данные о скоростях современных движений по профилю Батево - Золочев с данными глубинных сейсмозондирований по профилю Берегово - Кременец. Качественный анализ показывает, что областям максимальных скоростей поднятий соответствует область увеличенной мощности земной коры под горной частью Карпат и Предкарпатским прогибом. Количественный корреляционный анализ устанавливает связь между мощностью земной коры и скоростью движений в пределах земной коры.

Установлено наличие обратного типа соотношений между скоростями современных движений и Карпатским региональным минимумом силы тяжести: области максимальных скоростей современных движений соответствуют минимальные значения аномалий Буге. Получены корреляционные зависимости между указанными параметрами для основных блоков региона.

В некоторых районах Западной Украины отмечается несоответствие между рельефом, мощностью земной коры и степенью ее уравновешенности. Среди современных движений преобладают движения изостатического характера. Антиизостатические движения свойственны только Закарпатскому внутреннему прогибу, где при положительном знаке изостатической аномалии происходит современное поднятие.

Роль изостазии в динамике земной коры рассмотрена и подтверждена на примере модели, отражающей формирование Предкарпатского краевого прогиба, где современные движения происходят в соответствии с принципом изостазии. При этом предполагалось, что граница М соответствует фазовому переходу базальт - эклогит. Примененная методика предполагает использование ЭЦВМ, что позволяет решать как прямые задачи (по мощности земной коры определять амплитуду вертикальных движений), так и обратные (по заданным амплитудам определять мощность и среднюю плотность коры и мощность осадков).

О СООТНОШЕНИИ НОВЕЙШИХ СТРУКТУР И ДИСЛОКАЦИЙ ФУНДАМЕНТА ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ

Н.Е.Фельдбарг

Московский государственный университет

Восточные Карпаты представляют собой крупную пликативную неоструктуру, состоящую из трех мегаантиклиналей (Внешние флишевые Карпаты, Внутренние флишевые Карпаты, Мармарошский массив) и разделяющих их мегасинклиналей (Центральная Карпатская депрессия, Бе-

лотисенская депрессия). В пределах Внешних флишевых Карпат выделяются Внешняя неотектоническая зона, соответствующая центральной части мегаантиклинали, и Береговая неотектоническая зона, отвечающая опущенному по системе флексур и сбросов северо-восточному крылу этой мегаскладки. Описанные мегаструктуры осложнены крупными продольными нарушениями (флексурами, сбросами) с амплитудой смещения до 250 м. Кроме того, широко развиты поперечные деформации, которыми сводовое сооружение Восточных Карпат разбито на блоки различной величины. Для Восточных Карпат характерны также многочисленные проявления локальных новейших тектонических деформаций, среди которых преобладают положительные структуры.

Успешные геофизические исследования фундамента Восточных Карпат позволяют провести сравнительный анализ новейших структур и дислокаций фундамента, которым отвечают аномалии гравитационного поля Земли.

В пределах относительно опущенных Центральной Карпатской депрессии и Береговой зоны располагаются Верховинский и Предкарпатский минимумы силы тяжести, а в приподнятых Внутренних флишевых Карпатах и Внешней зоне – Срединнокарпатский, Дуклянский и Сколевский максимумы. Указанные региональные аномалии не тянутся сплошными полосами вдоль Карпат, но развиты, как правило, в пределах одного-двух блоков, образуя прерывистые цепи. Большинству локальных положительных аномалий гравитационного поля отвечают участки новейших поднятий, а гравитационным минимумам – депрессионные зоны.

Продольные по отношению к Карпатам аномалии неоднородны и испытывают вариации, которые связываются с поперечными поднятиями и депрессиями. Наиболее значительной структурой этого типа является Буковинское поперечное поднятие, в пределах которого затухает Предкарпатский гравитационный минимум, а ось его смещается к юго-западу. Поперечная ось свода Внешних флишевых Карпат располагается в пределах поднятия фундамента, амплитуда которого определяется в 2 км. К северо-западу и юго-востоку от этого поднятия отмечается его погружение на глубину 2-3 км, которому соответствует понижение свода горного сооружения.

Другие поперечные поднятия и депрессии, соответствующие вариациям гравитационного поля, отмечены в Предкарпатье и располагаются: поднятия – в районах Борислава, Покутья; депрессии – в районах Старой Соли, Стынавы, Делятина.

Продольные разломы фундамента по-разному выражены в новейшей структуре Карпат. К Внешнекарпатскому разлому приурочены сбросы

или флексуры, разделяющие Береговую и Внешнюю зоны. Отдельным фрагментом Субсилезско-Черногорского и Силезско-Близницкого разломов отвечают тектонические нарушения, разделяющие Центральную Карпатскую депрессию и Внутренние флишевые Карпаты.

К некоторым продольным разломам фундамента приурочены крупные депрессии. Так, с Силезско-Близницким разломом совпадают Нижневоротская и Воловецкая котловины Центральной Карпатской депрессии, понижения на южном склоне Полонины Красной и северный борт Белотисенской депрессии. Вдоль Раховского разлома тянется Турье-Боржавская депрессия и северный борт Солотвинской впадины. К Внешнекарпатскому разлому приурочены долины рек Хрепулова, Зеленицы, Женки, Прутеца Чемеговского, а к Субсилезско-Черногорскому разлому - продольная часть долины р.Черной Тисы.

Поверхностное выражение поперечных разломов фундамента различно. В большинстве случаев они обозначены в рельефе как ступени, разделяющие блоки. В осадочном чехле им, по-видимому, отвечают флексуры либо зоны разрывов. В некоторых случаях предполагаются сдвиги.

ОРОГЕННЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

Н.С.Демедюк

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Украинские Карпаты представляют собой средние и низкие горы, складчато-блоковая структура которых окончательно сформировалась на протяжении альпийского цикла тектогенеза. Горы образовались в заключительный период развития карпатской геосинклинали - орогенный этап.

Орогенный этап в Украинских Карпатах начался на рубеже палеогена и неогена. В это время большая часть мел-палеогенового флишевого трога превратилась в устойчивую сушу, которая в дальнейшем поднималась, расширялась и разрушалась. Процесс происходил стадийно, что и отражено в рельефе гор и цикличном строении молласс предгорий.

В Украинских Карпатах выделяем полонинскую, бескидскую и приречные поверхности выравнивания. Полонинская поверхность очень хорошо сохранилась в пределах Полонинского хребта, где к ней относятся выровненные массивы, расположенные на абсолютной высоте 1300-1500 м (отн. отм. 300-1100 м). Бескидская поверхность лучше всего представлена в Бескидах, где отлично фиксируются одновысотные хреб-

ты и отдельные вершины в пределах абс. отм. 900-1100 м (отн. отм. 250-300 м). Приречных уровней насчитываем около семи, однако только два верхних могут быть отнесены к поверхностям выравнивания. Верхняя приречная эрозионная ступень с отн. отм. 180-230 м и нижняя - эрозионно-аккумулятивная с отн. отм. 110-150 м. Это, по-видимому, несколько измененная денудацией сеть древних речных долин. Пять остальных уровней тесно связаны с современной гидросетью и представляют собой обычные речные террасы. Приречные поверхности имеют свои аналоги в предгорьях. В северном верхней приречной поверхности отвечает уровень Красной и нижней - Лоевой; в южном в Солотвинской котловине соответственно - уровни г.Скридей и г.Древутне; а в Чоп-Мукачевской имеется аналог только нижней приречной поверхности - Велико-Копанская терраса. Остальные террасы горных рек обычно хорошо увязываются с таковыми предгорий.

В разрезе неоген-антропогеновых моласс очень четко выделяется три комплекса: нижний - аквитан-гельвет; средний - тортон-паннон; и верхний - антропоген. Нижний и средний комплексы молассе представлены преимущественно мелкозернистыми осадками: песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами со сравнительно небольшими линзами и пластами более крупнообломочных пород - конгломератов и гравелитов. Верхний молассовый комплекс сложен главным образом грубообломочными образованиями - валунно-гравийно-галечными, которые характеризуются ритмичным строением и большими площадями распространения. Описанные комплексы молассе предгорий хорошо увязываются с поверхностями выравнивания Карпат, что позволяет разделить орогенный этап на три стадии.

Раннеорогенная стадия (аквитан-гельвет). Начало стадии характеризуется поднятием и денудацией значительной части флишевого трога и дальнейшим прогибанием его в бортовых частях, где и дальше происходит седементация, но уже не флишевых, а молассовых осадков. Контраст движений со временем нарастает. В средневоротыщенское время образовалась крупная карпатская фаза складчатости. К концу стадии интенсивность движений несколько ослабевает. Поднятая суша нивелируется: формируется полонинская денудационная поверхность.

Среднеорогенная стадия (тортон-паннон). В первую половину стадии усиливаются поднятия, в которые вовлекается покутско-буковинская часть прогиба. Прогибание расширяется на примыкающую к прогибу часть платформы. В ранневерхнетортонское время происходит вторая фаза складчатости. Во Внешних Карпатах формируются крупные надвиги. Затем контраст движений сглаживается и к концу стадии значи-

тельная часть карпатской суши приобретает равнинный характер – образуется бескидская эрозионно-денудационная поверхность.

Позднеорогенная стадия (антропоген). Скачкообразно усиливаются поднятия в Карпатской области. В поднятия вовлекаются Предкарпатье и Солотвинская впадина Закарпатья. И только Чоп-Мукачевская впадина продолжает погружаться. Темп поднятий нарастает, усиливается денудация. Преобладающим первичным направлением рек Карпат было продольное, позднее оно сменилось поперечным. Складчатость, время проявления которой не совсем ясно, выразилась слабо. К концу верхнеорогенной стадии оформилось современное сводовое поднятие Карпат, а также их ступенчатое повышение с СЗ на ЮВ.

РАЗЛОМНАЯ ТЕКТОНИКА РАЙОНА ГОРНОГО ЧЕРЕМОША И ЕЕ ПРОЯВЛЕНИЕ В РЕЛЬЕФЕ

Ф.А.Новосельский, М.С.Кожурина, М.С.Лукасевич

Украинский государственный проектно-изыскательный и научно-исследовательский институт водохозяйственного строительства, Черновицкий государственный университет

Тектонические и неотектонические условия развития долины р.Черемоша изучались в пределах Покутско-Буковинского сектора, охватывающего юго-восточную часть мегаантиклинали Украинских Карпат (западная граница проходит по Прутскому поперечному разлому). Участок тектонически подвижен и находится в районе поворота Карпатской горной дуги на юг, в связи с чем ее структурные зоны сужаются, некоторые (например, Дуклянская) выклиниваются, появляются другие (например, Мармарошская) и наблюдается общее поднятие горной системы. Территория изобилует различными по величине и направлению разломными дислокациями.

Формирование долины р.Черемоша связано с глубинным разломом в мезопалеозойском фундаменте, обнаруженном на глубинах 6,0–6,5 км сейсморазведочными работами Западноукраинской геофизической экспедиции. Проявление и подвижность его в верхней зоне кайнозойского чехла обнаружены исследованиями инженерно-геологической партии "Укргипроводхоза". В районе с.Белоберезка при детальном бурении, опытно-фильтрационных работах, а также комплексом инженерно-геофизических методов на глубинах 30–70 м установлены зоны повышенной открытой трещиноватости в ямненских песчаниках палеоцена, с которыми связаны большие водопоглощения и отдельные провалы (10–15 см) бурового инструмента.

Проявление разломной тектоники более высоких порядков в мел-палеогеновых отложениях имеет направление, субпараллельное основному глубинному разлому. Так, в приустьевом левом овраге руч.Товарница выявлен взброс-сдвиг (горизонтальная величина смещения 44 м) кремнистой пестроцветной пачки флиша в низах манявской свиты. Южнее он картируется по повышенной дробленности, обилию зеркал скольжения в породах менилитовой свиты и крупным блоковым оползням. Последние образовались на участке пересечения разлома с надвигом в районе с.Петраши - Белоберезка.

Разломная тектоника проявилась в послеолигоценовый период - неоген-четвертичный.

Разломная тектоника двух взаимно перпендикулярных простираний выражается в решетчатом рисунке хорошо развитой речной сети, имеющей в основном карпатское направление стока. Продольные линии тектонических надвигов фиксируются в рельефе долинами Черного Черемоша, Бискова, Товарницы и других, уступами на склонах, хорошо дешифрируемыми на аэрофотоснимках, резкими поворотами долин некоторых небольших левых притоков Черного Черемоша и активным развитием крутостенных водосборных воронок, образующих полосы северо-запад - юго-восточного направления на левом склоне долины Черного Черемоша.

На "современную" живучесть разломной тектоники в районе исследований указывают многочисленные проявления крупных блоковых оползней и обвалов в мел-палеогеновых отложениях окрестностей с.Петраши, Усть-Путила, Барвинково, которые активно образовывались в плейстоценовый период.

На неотектонические перекосы отдельных блоков района указывает неравномерное развитие склонов долины Черемоша: формирование террас на правом и активное развитие оползней на левом склонах рек Путила и Белый Черемош, наклонное залегание цоколя третьей надпойменной террасы в сторону Черемоша и большая мощность (25-30 м) аллювиальных отложений в с.Белоберезка.

Линии и зоны тектонических нарушений фиксируются также на морфометрических картах района исследований. Например, на картосхеме густоты эрозионного расчленения им соответствуют линии-полосы с высоким значением показателя густоты расчленения (бассейн р.Белый Поток, Причеремошье, междуречье Черемоша и Серета и т.д.). С ними совпадает и развитие склонов наибольшей крутизны на карте углов наклона поверхности.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ СТРУКТУРНОЙ ГЕОМОРФОЛОГИИ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

(На примере Предкарпатского прогиба)

Ю.З.Крупский

Надворнянское управление буровых работ

В аллохтонном комплексе отложений Предкарпатского прогиба с северо-востока на юго-запад выделяем следующие зоны: надвинутых моласс, надвинутых структур с молассами и флишем и скибовую. В зоне надвинутых моласс развиты три линии антиклинальных складок, а в пределах зоны надвинутых структур с молассами и флишем – три самостоятельных покрова: нижний Дзвиняч-Рунгурский, средний Битковско-Иваниковский и верхний – Майданско-Бориславский.

Одна наиболее сложная проблема при изучении покровной структуры прогиба – выявление и трассирование глубинных разломов (поперечных и продольных).

Особенностью поперечных разломов, активизировавшихся в послеинверсионный этап развития альпийской складчатости в условиях покровной структуры Предкарпатского прогиба, является их характерное глубокое заложение и уменьшение амплитуды от Дзвиняч-Рунгурского покрова до Майданско-Бориславского (для Быстрицко-Надворнянского разлома от 600 до 25-50 м). В Скибовой зоне эти поперечные разломы могут быть выявлены обычными геологическими методами, а иногда их трудно выявить даже геофизическими исследованиями и глубоким бурением.

В то же время выделение поперечных разломов исходя из анализа планового рисунка современной гидросети Предкарпатского прогиба показывает, что к этим разломам приурочены прямолинейные участки большинства Карпатских рек (Свичи, Ломницы, Манявки, Быстрицы-Надворнянской, Лючи и др.), а иногда и резкие перегибы долин (р.Прут в р-не с.Микуличин). Правомочность выделения поперечных разломов по долинам рек в некоторых случаях может подтверждаться только результатами разработки нефтяных и газовых залежей (Любижнянское нарушение в Битковской складке "Глубинная").

Отсутствие геологических следов многих поперечных нарушений на поверхности и в то же время их яркая геоморфологическая выраженность объясняются различным временем образования покровов и возникновением зоны разряжения напряжений в горных породах над нарушениями, не достигшими земной поверхности.

Доальпийский характер тектоники прогиба в современном геоморфологическом плане можно изучать по положению древних перехваченных рек. Так, древняя перехваченная река, текущая вдоль Карпат и отмечающаяся в современном рельефе в верхнем течении р.Ломницы и дальше к юго-востоку в районе г.Надворная и Делятин до верховьев рек Рыбницы и Черемоша, соответствует, скорее всего, Предкарпатскому глубинному разлому.

Еще одна полоса почти сплошного продольного дренирования прогиба, но уже современными реками, отмечается к юго-западу от первой на расстоянии 27–30 км. К ней приурочена верхняя часть долины р.Прут (до Ворохты), долины рек: Довжинец, Солотрук и др. Установить, к какому разлому приурочена эта полоса дренирования затруднительно, однако тот факт, что в ней развиты современные речные долины, свидетельствует об активных движениях по нему и в настоящее время. Таким разломом может быть Внешнекарпатский разлом.

Продольная геоморфологическая зональность территории к юго-востоку от р.Прут, по-видимому, объясняется некоторым воздыманием в этом направлении основания прогиба и распространением здесь только нижнего – Дзвиняч-Рунгурского покрова.

При проведении поисково-разведочных работ в условиях сложного покровного строения Предкарпатского прогиба можно использовать результаты изучения планового рисунка современных и древних рек. Основным назначением этого метода геоморфологического анализа следует считать прогнозирование разрывных нарушений.

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЧЕТВЕРТИЧНОГО АЛЛЮВИЯ ЗАПАДНОГО ЗАКАРПАТЬЯ

Ю.Н.Швыдкий

Сектор географии АН УССР

Четвертичный аллювий западного Закарпатья является перспективным для поисков россыпных месторождений различных полезных ископаемых, коренные залежи которых распространены главным образом в области развития вулканогенных пород. Основные закономерности формирования аллювиальных отложений обусловлены (в первую очередь) тектоническим строением территории и дифференцированными неотектоническими движениями земной коры на протяжении четвертичного времени.

Накопление мощной толщи континентальных терригенных отложений флювиального генезиса в Чоп-Мукачевской впадине определено прежде

всего унаследованными опусканиями Закарпатского прогиба в четвертичное время (к юго-западу от образовавшейся в начале неогена региональной Выгорлат-Гутинской зоны тектонических нарушений). Дифференцированный характер неотектонических движений в пределах зоны обусловил образование серии вложенных аллювиальных толщ на юго-западных склонах Выгорлат-Гутинского вулканогенного хребта, участвующих в строении эрозионно-аккумулятивных террас, в то время как во впадине образовался комплекс наложенных аллювиальных свит.

Распределение мощностей аллювия во впадине обусловлено как тектонической структурой впадины (три тектонических района: западный, центральный и восточный, характеризующиеся различными суммарными амплитудами неотектонических движений за четвертичное время), так и наличием на территории западного Закарпатья активных в плейстоцене локальных структур. В связи с этим мощности четвертичного аллювия распределяются следующим образом: в Выгорлат-Гутинской зоне 0 - 40 м; в западном блоке 110 - 150 м (до 280 м в районе Ужгородской структуры);в центральном блоке до 50 (до 80 м в районе Мочарской структуры); в восточном блоке 80 - 100 (более 150 м в северо-восточной части Копанского массива); в Чоп-Береговской зоне разломов - 60 - 70 и в северо-восточной окраине большой Венгерской впадины до 130 м.

Дифференцированный характер неотектонических движений на протяжении четвертичного времени обусловил образование четырех наложенных аллювиальных свит в опускающейся Чоп-Мукачевской впадине, выделенных при изучении особенностей гранулометрического и минералогического состава, а также вложенных аллювиальных толщ на склонах Выгорлат-Гутинского хребта, который переживает перманентные поднятия. Абсолютные отметки поверхности кровли разновозрастных четвертичных отложений следующие: голоценовых +110 м (современная поверхность Закарпатской низменности), верхнеплейстоценовых 90-95 м во впадине и 140-160 м на склонах, среднеплейстоценовых соответственно 60-65 и 180-220 м,нижнеплейстоценовых 40-50 и 260-380 м.

Тектоническую обусловленность имеют также аномалии в строении и пространственном распространении аллювиальных отложений. Характерными примерами подобных аномалий являются: максимальные значения мощностей четвертичного аллювия, приуроченные к Ужгородской структуре, характеризующейся инверсионными тектоническими движениями в четвертичное время; наличие среди сугубо аллювиальных образований аллювиально-озерных и озерно-болотных отложений, которые приурочены к Мочарской синклинальной структуре; аллювиальный Копанский массив, поверхность которого приподнята над Закарпатской низменностью

до 100 м, что объясняется наличием проподнятого блока фундамента в цоколе массива и т.д.

Установленные закономерности строения и распространения четвертичного аллювия на территории западного Закарпатья, обусловленные тектонической структурой и характером неотектонических движений, должны быть ведущими при разработке поисковых критериев разведки россыпных месторождений полезных ископаемых.

К МЕТОДИКЕ СОСТАВЛЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ КАРТ (На примере территории Белоруссии)

Р.Г.Гарецкий, В.Е.Айзберг

Институт геохимии и геофизики АН БССР

Тектоническое картографирование широко распространилось как при обобщающих теоретических исследованиях, так и в прикладной геологии. Наиболее полно разработаны принципы создания обзорных тектонических карт, среди них - районирование по возрасту главной складчатости, типам тектонического развития (или режимов), структурно-вещественным признакам и т.д. Однако при использовании этих принципов при составлении региональных (обычно средне- и крупномасштабных) тектонических карт встречаются со значительными трудностями. Поэтому необходимо усовершенствовать существующие принципы тектонического районирования, а также и создать новые.

Одним из принципов составления региональных тектонических карт является показ пространственного соотношения структурных подразделений (комплексов, ярусов, подъярусов) и выделение из них доминирующего по мощности.

По этому принципу расчленяется разрез какого-либо региона на структурные комплексы, ярусы и подъярусы и выделяются участки с различным типом сочетания структурных подразделений. В каждом типе сочетания определенным основным цветом показываются площади распространения доминирующего по мощности структурного подразделения, что отражает главный этап развития структуры. Оттенками основного цвета изображаются поля между изопахитами доминирующего структурного подразделения, благодаря чему отчетливо вырисовывается морфология этой структуры. Информативность карты увеличивается традиционным показом различных структурных и формационных признаков: изогипс поверхности фундамента и других горизонтов, внутреннего строения фундамента, разного типа разломов, локальных складок, участков развития характерных формаций и т.д.

Указанная методика была применена при составлении Тектонической карты Белоруссии. Платформенный чехол территории Белоруссии подразделяется на структурные комплексы: нижнебайкальский (рифей - вильчанская серия нижнего венда); верхнебайкальский (волынская и валдайская серии венда - нижний, средний кембрий), каледонский (ордовик - нижний девон), герцинский (средний девон - нижний триас) и мезозойско-кайнозойский. Последний комплекс, распространенный повсеместно, практически с карты снят и его строение показано лишь стратоизогипсами поверхности сеноманских отложений. В пределах сводовой части Белорусской антеклизы, периклинали Воронежской антеклизы, окраины Украинского щита и Микашевичского выступа, где этот комплекс ложится на кристаллический фундамент, показано внутреннее строение дорифейского фундамента. Современная морфология как перечисленных, так и других структур Белоруссии хорошо видна по отчетливым черным стратоизогипсам поверхности фундамента. Особым знаком и цветом показаны контуры распространения соответствующих структурных подразделений, откуда видно и их сочетание между собой. Нижнебайкальский комплекс доминирует по мощности среди них только в пределах пра-Оршанского (Волынско-Оршанского) прогиба, Московского и Клинцовского грабенов. Фиолетовый цвет распространения нижнебайкальского комплекса и его оттенки между изопахитами хорошо отмечают местоположение и морфологию этих рифейских структур. Синий цвет распространения верхнебайкальского комплекса и сиреневый цвет каледонского комплекса отчетливо вырисовывают строение и развитие вендских и ордовик-силурийских Балтийской синеклизы и Брестской впадины. Контур распространения кембрийского структурного яруса в их пределах свидетельствует о полноте комплекса в разных районах структур. Коричневыми цветами и их оттенками выделяются местоположение и морфология герцинских структур Припятского прогиба и Московской синеклизы. Соответствующими знаками показаны внутренняя структура фундамента, разного типа разломы, контуры распространения характерных формаций, соляные структуры, вскрывшие породы фундамента скважины и т.д. Применение описанной методики позволило отчетливо показать историю развития и современное строение главных структурных элементов территории Белоруссии.

К ВОПРОСУ О МОДЕЛИРОВАНИИ НЕКОТОРЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ

(На примере антиклинальной складки)

М.И.Мельничук, А.Н.Бокун

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Воспроизведение механизма образования структурных элементов методом тектонофизического моделирования вызывает научный интерес, который с течением времени будет возрастать, так как кроме теоретического значения оно относится к геологической практике, связанной с прогнозированием структуры на глубину.

Несмотря на большие трудности в решении данной проблемы некоторые вопросы ее уже теперь успешно решаются совместными усилиями геологов, физиков и математиков.

На специально изготовленной установке проведено моделирование антиклинальных складок: поперечного изгиба, продольного расплющивания и шовной складки. В качестве эквивалентного материала использовалась тонкодисперсная глина с влажностью 40-45%. В результате проведенных испытаний получены три упомянутых типа складок, которые при сходной морфологии отличаются внутренним строением:

1) в складке продольного расплющивания разрывные смещения приурочены к центральной ее части, тогда как крылья остались незатронутыми этими дислокациями;

2) складка поперечного изгиба, наоборот, осложнена серией сбросов и взбросов на крыльях, а внутрисводовая часть не нарушена разрывами;

3) у шовной антиклинальной складки разрывные смещения располагаются только на одном крыле.

Таким образом, правильное понимание механизма образования геологических структур позволяет предвидеть местоположение разрывных зон, что может быть использовано при направлении поисковых и разведочных работ.

Успешное развитие тектонофизического моделирования геологических структур обусловливается степенью знаний о физико-механических свойствах пород (вязкость, прочность, плотность), количественными данными о тектонических движениях, правильными представлениями о морфологии структур и деталях их внутреннего строения.

СОСТОЯНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗАПАДНЫХ ОБЛАСТЯХ УССР

С.А.Маковский, Г.Н.Доленко, В.А.Шакин

Трест "Львовнефтегазразведка", Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Основной объем поисково-разведочных работ на нефть и газ в западных областях Украины до сих пор сосредоточен в Предкарпатском прогибе. В его пределах за последние годы открыто несколько нефтяных и газовых месторождений, что значительно увеличило промышленные запасы нефти и газа.

В настоящее время поиски месторождений газа осуществляются в основном в Крукеничской и Косовской впадинах Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Предвидится открытие новых газовых месторождений на глубинах 4000–4500 м.

Разведка нефтяных месторождений производится главным образом в Бориславско-Покутской подзоне Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Здесь под известными месторождениями обнаружены новые складки П и Ш структурных ярусов на глубинах до 5000–6000 м. Для выявления нефтегазоносности этих структур бурятся опорно-параметрические скважины: Луги-I, Шевченково-I, Синевидное-I, Космач-I4, Рассольная-I7, Сходница-2, Рожнятов-I, Спасс-I8 и др. В результате этих работ вскрыты структуры П яруса на Стынавском и Оров-Уличнянском месторождениях. Скважиной Луги-I вскрыта складка Ш яруса на глубине около 6000 м. Кроме того, установлено, что поверхность Карпатского надвига на расстоянии до I5 км от северо-восточного края резко погружается и ограничивает юго-западное распространение глубинных складок Бориславско-Покутской подзоны.

Новые открытия в Бориславско-Покутской подзоне следует связывать с отложениями палеогена II и III ярусов складок.

В Покутско-Буковинских Карпатах на глубину 4146 м пробурена параметрическая Шепотская скважина. Эта глубина оказалась недостаточной для вскрытия поднадвиговых структур Бориславско-Покутской подзоны. В данной районе планируется бурение скважин на глубину 5000-6000 м.

В складчатых Карпатах в настоящее время бурятся три скважины: Тухолька-I, Черноголова-I, Борыня-I с глубинами до 4500 м и начато бурение поисковой скважины Погар-I. К 1974 г. будет дана оценка перспектив нефтегазоносности Скибовой, Силезской и Дуклянской зон Карпат.

На территории Закарпатского прогиба выполненный объем поисково-разведочных работ позволил охарактеризовать основные черты глубинного строения региона и дать общую оценку перспектив нефтегазоносности. Считается, что в неогеновом структурном комплексе имеются перспективы открытия небольших газовых залежей в Чоп-Мукачевской впадине. Заслуживают также внимания палеогеновые отложения фундамента миоценового комплекса пород Солотвинской впадины и района между Ужгородом и Перечином.

На территории Волыно-Подольской плиты Восточно-Европейской платформы уже разведан комплекс осадков верхнего и среднего палеозоя. Перспективы нефтегазоносности в этих отложениях оказались незначительными. В результате бурения глубоких скважин положительно, в смысле нефтегазоносности, оцениваются кембрийские отложения. Разведку их целесообразно продолжать в районе Перемышлян и далее к юго-востоку, где в отложениях кембрия более широко развиты породы-коллекторы нефти и газа. В этом районе необходимо провести геофизические работы в комплексе с геотермическими и геохимическими исследованиями.

НОВЕЙШИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДВИЖЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРЕДКАРПАТСКОМ КРАЕВОМ ПРОГИБЕ

И.Л.Соколовский, В.П.Палиенко

Сектор географии АН УССР

Предкарпатский краевой прогиб представляет собой неотектоническую структуру, которая формировалась на протяжении всего неоген-четвертичного периода. Особенно важное значение для создания сов-

ременного структурного плана и распределения месторождений нефти и газа имеют послесреднесарматские дифференцированные движения, когда закончилось выполнение прогиба и началась эпоха преобладающих поднятий. Только за четвертичное время суммарная амплитуда поднятий Майдан-Ивано-Франковского и Великотурьинского блоков достигает 120-150 м, Оров-Роздольского - 80-90, Стрыйско-Жидачевского, Долинско-Болоховского, Надворнянско-Отынского - менее 50 м.

Сопоставление результатов неотектонических исследований в Предкарпатском краевом прогибе и в пределах платформенных нефтегазоносных областей, в частности в Днепровско-Донецкой впадине, показывает наличие некоторых различий - в прогибе важная роль в формировании структур принадлежит не только вертикальным движениям, что характерно для платформенных областей, но и движениям с преобладающей горизонтальной составляющей; в пределах платформенных областей отмечается определенная зависимость между интенсивностью вертикальных неотектонических движений и закономерностями формирования нефтяных и газовых месторождений, которая в таком виде в прогибе не проявляется.

Для участков Внешней зоны прогиба с преобладанием вертикальных неотектонических движений характерны глыбовые брахиантиклинальные структуры с массивными залежами газа (Рудки, Бильче-Волица). Для полосы Внешней зоны в районе надвига на нее Внутренней зоны, где сочетаются вертикальные и горизонтальные движения, характерны структуры общего смятия с пластовыми залежами газа (Ходновичи, Садковичи, Опары) и комбинирование структуры (сочетание признаков первых двух типов) с пластовыми тектонически экранированными залежами газа (Угерско, Дашава, Калуш). Для Внутренней зоны прогиба, где преобладают горизонтальные движения, характерны линейно-вытянутые антиклинальные структуры, содержащие залежи нефти и газа.

Большая часть залежей нефти и газа проявляет отчетливую приуроченность к поперечным разломным зонам. Дифференцированные вертикальные движения блоков земной коры, разделенных поперечными разломными зонами, свидетельствуют о продолжающейся неотектонической активности этих разломных зон.

Связь нефтегазоносных месторождений с тектонически активными разломными зонами и надвигами позволяет использовать неотектонические методы исследований, в первую очередь установление выраженности в строении неоген-четвертичных толщ и современном рельефе этих зон для выявления новых структур, перспективных для поисков нефти и газа. В частности, неотектонически активными являются Берестянский,

Бисковичский, Тыновский, Полянский, Грабовский, Грабовецкий, Каменский, Виноградовский и другие участки, тяготеющие к линии Стебникского надвига.

ТЕКТОНИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЙ НОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВО ВНЕШНЕЙ ЗОНЕ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

М.Д.Будеркевич, И.Б.Вишняков, А.М.Палий, В.Н.Утробин, В.И.Юшкевич

Западноукраинская геофизическая разведочная экспедиция, трест "Львовнефтегазразведка", управление "Главнефтегазразведка", Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Внешняя зона Предкарпатского прогиба сформировалась в орогенную стадию развития Внешнекарпатской геосинклинали на протяжении тортонского и сарматского веков. Эта зона заложена в основном на эпипалеозойской Западно-Европейской платформе и только на крайнем юго-востоке в ее основании залегают отложения палеозоя и докембрия древней Восточно-Европейской платформы.

Значительная роль в строении Внешней зоны принадлежит продольным, иногда кососекущим, конседиментационным разломам и флексурам, которые соответствуют крупным региональным глубинным надвигам в ее складчатом палеозойском и рифейском основании. Причем отдельные крупные разломы (например Краковецкий) представляют полого наклоненные сколы, амплитуда которых уменьшается вверх по разрезу пород тортона и сармата. В зависимости от особенностей строения и глубины залегания основания, мощности и характера выполняющих отложений в ее пределах выделяются три подзоны, отделенные друг от друга и от соседних тектонических зон крупными разломами. Тортонские и сарматские отложения образуют как штампового типа складки над отдельными блоками, так и структуры облекания над неровной поверхностью древнего рельефа в мезозой-палеозойском и рифейском фундаменте.

Результаты сейсмических исследований и данные бурения показывают, что в юго-западной части Внешней зоны, примыкающей к линии надвига Внутренней зоны, наблюдаются поперечные сдвиги с амплитудами перемещения в несколько километров. Эти сдвиги рассекают как тортон-сарматские отложения, так и породы фундамента, и образование их, видимо, связано с надвигом Внутренней зоны на Внешнюю.

Результаты сейсмотразведки и бурения показывают, что Внешняя зона с юго-запада на значительном расстоянии перекрыта Самборским покровом (подзоной) Внутренней зоны прогиба. На северо-западе она протягивается под надвигом почти до края Карпат, залегая на глубинах 4-6 км. Между Дрогобычем и Делятином тортон-сарматские отложения, а возможно, подстилающие их породы гельвета распространены под Самборским покровом на расстоянии не менее 8-12 км к юго-западу от Стрыйского разлома. На юго-востоке прогиба Покутско-Буковинские складки и фронтальная часть Скибовой зоны перекрывают мезозойские и тортонские отложения Внешней зоны на протяжении 15-20 км. Последние залегают здесь до Стрыйского разлома на глубинах до 5 км а далее на юго-запад - на глубинах до 7 км. В центральной части прогиба они находятся на глубинах не менее 6-7 км.

Вдоль надвига Внутренней зоны протягивается Ходновичская зона газонакопления, в пределах которой выявлено 14 газовых месторождений. Анализ фаций показывает, что мощность и количество песчаных прослоев в тортонских и сарматских отложениях увеличивается как к юго-западу, так и к юго-востоку. Это позволяет полагать, что песчаные пласты и пачки даже на глубинах до 5-6 км под надвигом будут обладать коллекторскими свойствами.

Приуроченность поднадвиговых отложений тортона и сармата и фундамента прогиба к зоне промышленного газонакопления, наличие в них коллекторов и покрышек, а также залегание на сравнительно небольших глубинах является основанием для высокой оценки перспектив промышленной газоносности районов юго-западной части Внешней зоны. В этих районах, особенно на северо-западе и юго-востоке, выявлены структуры, которые могут быть объектами глубокого поискового бурения.

РАЗРЫВНАЯ ТЕКТОНИКА И ГАЗОНОСНОСТЬ САРМАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

И.Б.Вишняков, В.М.Щепак, И.В.Леськив, И.И.Хрипта, В.И.Юшкевич

Трест "Львовнефтегазразведка", Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

До недавнего времени сведения о разрывной тектонике неогеновых отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба и о связи газоносности этих пород с дизъюнктивными нарушениями ограничивались отрывочными данными. В последние годы стало возможным более детально

рассмотреть этот вопрос на примере Новоселковского и Рудковского газовых месторождений и установить характер взаимосвязи дизъюнктивных дислокаций сарматских образований с глубинными разломами основания Внешней зоны, в частности, с Краковецким разломом.

На площади Новоселки, расположенной в полосе развития Краковецкого разлома, из 14 поисковых скважин 10 прошли сбросовые дислокации, выявленные по выпадению участков хорошо коррелируемого по электрокаротажу разреза сарматских отложений. Эти данные с учетом результатов сейсморазведки позволили установить, что в отложениях сармата Краковецкий разлом трассируется как пологий сброс (40–45°) типа сброс-оползня или раздвига. Его амплитуда затухает от основания прогиба к поверхности от 3200 до 30 м. Мощность сармат-тортонских отложений в опущенном крыле увеличена пропорционально амплитуде сброса.

Приведенные данные свидетельствуют о конседиментационном развитии Краковецкого разлома в тортон-сарматское время. В его опущенном крыле за счет сползания сарматских пород по плоскости сброса сформировалась четкая антиклинальная складка волочения, названная сейсморазведчиками Новоселковской. В пределах висячего крыла, представляющего юго-западную часть Рудковской антиклинали и осложненного Судововишнянским сбросом, нижние горизонты сармата (XIX–XXII) залегают с наклоном к юго-западу параллельно основанию, а верхние (XVI и выше) образуют присбросовую антиклинальную складку.

Как показало сопоставление особенностей газоносности Новоселковского и Рудковского месторождений с характером строения Краковецкого и Судововишнянского разломов, все ловушки, непосредственно примыкающие к зонам этих разломов, содержат газовые скопления (литологически ограниченные и сводовые залежи в сарматских отложениях Новоселковского, Рудковского и массивная залежь в верхнеюрских образованиях Рудковского месторождения). Данная взаимосвязь является свидетельством того, что в пределах отмеченных месторождений Краковецкий и Судововишнянский глубинные разломы были основными проводниками газообразных углеводородов.

О ТЕКТОНИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ ГАЗОНОСНОСТИ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

В.М.Щерба, И.В.Килын, А.С.Щерба

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

При тектоническом районировании Внешней зоны Предкарпатского прогиба исследователями учитывались такие факторы, как изменение мощностей и различный характер складчатости тортонских и нижнесарматских отложений в выделяемых подзонах, залегание этих отложений на разновозрастных донеогеновых образованиях, разная интенсивность дизъюнктивной нарушенности домиоценового основания и другие признаки.

Обработка новейших геологических и геофизических материалов и анализ построенных нами структурно-геологической карты донеогеновой поверхности, структурных карт по песчаным горизонтам тортона и нижнего сармата, карт равных мощностей мезозойских и неогеновых отложений и профильных разрезов показывают, что серьезных различий в строении выделяемых подзон, позволяющих рассматривать их как тектонические элементы крупного регионального порядка, не наблюдается.

Залегание тортонских и нижнесарматских отложений на платформенных рифейских, палеозойских, юрских и меловых образованиях, установленное в разных частях прогиба, обусловлено главным образом блоковым строением и определенным эрозионным срезом донеогенового фундамента.

В районе поперечного Покутско-Буковинского поднятия, как и на остальной территории Внешней зоны, развиты крупные разрывные нарушения (Косовское, Ковалевское, Назавизовское) с амплитудами смещения донеогеновой поверхности в пределах 600 - 2500 м. Мощности неогеновых отложений достигают здесь 2300 м и не отличаются от величин соответствующего блока на северо-западе прогиба. В погруженных под Стебницким надвигом блоках (к югу от Косова) они, очевидно, составляли 4-4,5 км, но в дальнейшем были срезаны надвинутыми образованиями Внутренней зоны.

Выявлено, что направление миоценовых складок Внешней зоны и газоводяных контактов газоносных структур подчинено простиранию блоков, ограниченных продольными разрывами, которые вместе с нарушениями других направлений развивались конседиментационно и влияли на распределение мощностей этих отложений.

На основании изложенного во Внешней зоне выделяются крупные (условно приравнивающиеся к подзонам) блоки: Сторожинецкий Угерско-Косовский и Крукеничский.

Сторожинецкий блок, распространенный в районе Покутско-Буковинского поднятия (к северу от Косовского нарушения), представляет собой слабо нарушенную и полого погружающуюся к югу моноклиналь (Буров, 1963) с мощностями тортонских и сарматских отложений 200 - 1500 м. Заключенная между Сторожинецким, Покутским и Викторовским разрывами северо-западная часть этого блока с горсто- и грабенообразными структурами рассматривается нами как зона дробления на границе древней и молодой платформ.

Протягивающийся вдоль всей Внешней зоны Угерско-Косовский блок с мощностями тортонских и нижнесарматских образований 300 - 3000 м ограничен Городоцким, Калушским, Косовским и Предкарпатским разломами. К этому блоку приурочено большинство газоносных структур (Свиднцкая, Рудковская, Опарская, Бильче-Волицкая, Угерская, Дашавская, Богородчанская, Ковалевско-Черешенская и др.).

Крукеничский блок с мощностями миоценовых отложений 2700 - 5500 м находится к югу от Краковецкого разлома. В его пределах открыты Ходновичское, Садковичское, Пнянское и Залуканское месторождения газа.

В указанных блоках породы тортона и нижнего сармата залегают на меловых (Сторожинецкий), палеозойских, юрских, меловых (Судово-вишнянский) и рифейских образованиях (Крукеничский блок).

Наиболее перспективными в газоносном отношении являются тортонские и нижнесарматские отложения юго-западных частей Угерско-Косовского и Крукеничского блоков и северо-восточной части последнего.

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНИХ ЯРУСОВ СКЛАДОК БОРИСЛАВСКО-ПОКУТСКОЙ ПОДЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

С.А.Маковский, Ф.И.Левашов

Трест "Львовнефтегазразведка"

Основные прогнозные запасы нефти и газа в Предкарпатском краевом прогибе связываются с глубинными складками Бориславско-Покутской подзоны. В аллохтонной ее части выделяется несколько структурных ярусов (два или три в разных частях подзоны), перекрывающих друг друга по надвигам с амплитудой до 15 км.

Верхний ярус складок почти на всем протяжении подзоны изучен до глубины 3000-4000 м. Перспективы открытия на этих глубинах небольших нефтегазовых месторождений в отложениях мела и палеоцена имеются только северо-западнее Борислава.

В результате изучения нижележащих структурных ярусов на глубинах 2500-4800 м открыты Иваниковское, Рассольнянское и Космачское газоконденсатные месторождения и нефтегазовое Пасечнянское.

Первые результаты работ показывают, что в нижележащих ярусах следует ожидать преимущественно газоконденсатные залежи в отложениях эоцена и менилитовой свиты олигоцена.

В нижних структурных ярусах наряду с гранулярной пористостью развиты порово-трещинные коллекторы. Трещинный тип коллекторов развит в основном в отложениях выгодской и манявской свит эоцена. По определению В.М.Бортницкой, трещинная пористость изменяется в пределах 0,01-0,6% и составляет в среднем 0,15-0,20%. На наличие трещинных коллекторов указывают также многочисленные случаи поглощения и ухода промывочной жидкости при бурении скважин на Рассольнянской и Космачской площадях.

Новые данные о перспективах нефтегазоносности на больших глубинах получены при бурении скважины Луги-I. При забое 6260 м скважина вскрыла с глубины 5654 м отложения палеогена, нефтегазоносность которых оценивается положительно по промыслово-геофизическим исследованиям.

Из отложений эоцена поднят керн, представленный мелкозернистыми песчаниками с открытой пористостью 3,6-6,7%, что указывает на наличие гранулярных коллекторов на этих глубинах.

При бурении скважины Луги-I имели место газопроявления, особенно интенсивные при бурении спасской свиты и палеогена. Газопроявления начались на 2300 м и с глубиной усиливались, что потребовало утяжеления промывочной жидкости от 1,22 Г/см^3 до 1,78-1,80 Г/см^3. Это является признаком наличия в разрезе как верхнего и нижнего мела надвинутого комплекса, так и в отложениях поднадвига коллекторов и покрышек.

Керн из интервала 6015-6017,2 м имел резкий запах бензина, из интервала 6070-6072 м в керне по трещинам имелись примазки нефти.

Газокерновый анализ образца песчаника показывает, что состав газа близок к составу газа газоконденсатных месторождений.

Таким образом, основными объектами поисков нефтегазовых залежей в Бориславско-Покутской подзоне на ближайшие годы являются мел-палеогеновые отложения II и III ярусов складок на глубинах до 5000 м.

ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ВО ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЕ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Б.И.Ярош

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

К настоящему времени в разных нефтегазоносных провинциях мира на глубинах свыше 4 км выявлено более ста залежей нефти и газа. Эти открытия показали, что в некоторых регионах наблюдается тенденция к увеличению газоносности с глубиной и даже полная смена нефтяных залежей газоконденсатными, а последних – чисто газовыми. Большинство исследователей такое явление считают закономерным и объясняют его решающим влиянием термобарических условий глубоких недр на процессы образования углеводородов и их превращения в направлении метанизации.

Открытие в последние годы в основном нефтедобывающем районе запада Украины – Внутренней зоне Предкарпатского прогиба – нескольких газоконденсатных залежей на глубинах 2,5–4,5 км (Битков, Росильна, Иваники, Космач) позволило исследователям считать, что здесь нефтяные залежи с глубиной должны также смениться газоконденсатными, а последние уже на глубинах порядка 4 км – чисто газовыми.

Однако такие представления, как показал детальный анализ, не соответствуют фактическим материалам исследуемой территории.

Нами собраны фактические данные о начальных давлениях и температурах всех известных во Внутренней зоне прогиба залежей нефти и газоконденсата, по которым построен график в системе координат давление – температура. Из графика следует, что термобарические параметры газоконденсатных залежей (t = 43–113°С и ρ = 165–565 ата) практически одинаковы с параметрами развитых здесь же нефтяных залежей (t = 32–108°С и ρ = 67–553 ата), и те и другие перемежаются между собой.

Отсюда следует бесспорный вывод: наличие газоконденсатных залежей во Внутренней зоне на глубинах до 4,5 км (наряду с нефтяными) не является результатом термобарической обстановки недр. Газоконденсатные скопления могли образоваться вследствие дифференциации нефтегазовой смеси в процессе ее миграции в толще пород.

Анализ фактического материала о термобарической обстановке разведанной части недр Внутренней зоны Предкарпатского прогиба с учетом наличия промышленной нефти на глубинах 5–6 км в других молодых (альпийских) геоструктурах, а также существующих экспериментальных данных и теоретических расчетов о физическом состоянии

углеводородов на больших глубинах позволил сделать вывод, что в исследуемом районе в интервале еще малоизученных глубин – 4,5–6 км углеводороды могут находиться как в жидкой, так и в газовой фазе, т.е. здесь будут встречаться как нефтяные, так и газоконденсатно-нефтяные и газоконденсатные залежи. При этом возможно некоторое увеличение газоносности с глубиной.

Происходит ли интенсивная метанизация нефти в недрах Внутренней зоны прогиба на глубинах 7–10 км, а если происходит, то как далеко зашел этот процесс, однозначно ответить трудно.

Не должно вызывать сомнения только следующее: если в недрах со сверхкритическими термобарическими условиями (t>300°С и p>1000 ата) имеется нефть, то она, как свидетельствуют расчеты и эксперименты (Т.П.Жузе, М.Ш.Моделевский и др.), может практически полностью раствориться в газе и образовать так называемые нефтеконденсатные залежи.

Полученные данные о фазовом состоянии углеводородов на больших глубинах в исследуемом районе должны учитываться при прогнозировании запасов нефти и газа и направлении поисково-разведочных работ.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОКУТСКО-БУКОВИНСКОЙ ЧАСТИ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

С.П.Гавура, Г.М.Панов

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

На современной стадии геологической изученности Западноукраинской нефтегазоносной провинции Внутренняя зона Предкарпатского прогиба является наиболее перспективной в нефтегазоносном отношении тектонической единицей. Особенности геологического строения Покутско-Буковинских Карпат и многочисленные проявления нефти и газа как на дневной поверхности, так и в буровых скважинах позволяют высоко оценивать перспективы промышленной нефтегазоносности этой территории.

Описываемая территория располагается в пределах регионального Буковинского поперечного поднятия, что и обусловливает особенности и специфику геологического строения Покутско-Буковинской части Предкарпатского прогиба по сравнению с другими участками.

Покутские складки в междуречье Лючка – Пистынка представлены линейно-вытянутыми антиклинальными структурами без следов дизъюнктивных дислокаций. Юго-восточнее, в направлении к осевой части Буковинского поперечного поднятия, в присводовых частях этих складок появляются крутые надвиги. Еще далее к юго-востоку амплитуды надви-

гов увеличиваются, придавая полосе Покутских складок типичное чешуйчатое строение. Одновременно в том же юго-восточном направлении выполаживаются поверхности надвигов и уменьшаются вертикальные размеры тектонических единиц. Подобное явление описано румынскими геологами (Е.Христэску, В.Коман и др.), которые отмечают уменьшение мощности карпатских единиц к северу от полуокна Быстрицы, т.е. в сторону осевой части Буковинского поперечного поднятия. Эти закономерные изменения в морфологии внешних тектонических единиц Покутско-Буковинских Карпат свидетельствуют об усилении интенсивности складчатости и увеличении амплитуды горизонтальных перемещений в направлении к осевой части Буковинского поднятия.

Добротовская (Слободская) структура и выделенные по флишевым осадкам структуры более низкого ранга в междуречье Лючка – Рушор примыкают по Покутскому разлому к осевым линиям Покутских складок под значительным углом (35–40°). Экстраполяция осевых линий Добротовской и других складок позволяет наметить их продолжение под надвигом Покутских складок во внутренней их части.

При прослеживании регионального минимума силы тяжести по простиранию в юго-восточном направлении его осевая часть также смещается к юго-западу и протягивается по линии Яремча – Верховина – Яблоница – Шепот. На основе анализа положения и особенностей остаточных аномалий силы тяжести в Покутско-Буковинских Карпатах, Верховинский минимум необходимо рассматривать, как смещенное во внутрикарпатское положение естественное продолжение, связанное с Внутренней зоной прогиба Делятинского минимума. Пространственная приуроченность хлоридных и сероводородных источников к полосе Верховинского минимума объясняется таким образом выщелачиванием соленосных и гипсоносных осадков прогиба под региональным надвигом Скибовой зоны с последующим восстановлением сульфатов до сероводорода.

Для Карпатского горно-складчатого сооружения характерна закономерная приуроченность нефтяных месторождений и проявлений нефти к осевой зоне регионального минимума силы тяжести (В.В.Глушко). В Покутско-Буковинских Карпатах устанавливается более конкретная пространственная связь нефтегазопроявлений с минимумами силы тяжести.

Специфической особенностью нефтегазоносности этой территории является приуроченность всех нефтегазопроявлений к двум полосам, или линиям, общекарпатского простирания: внешней и внутренней. Внешняя нефтеносная линия протягивается от Космача до Ланчина и далее к северо-западу, располагаясь во Внутренней зоне Предкарпатского

прогиба, внутренняя - от Верховины до Селятина и далее к юго-востоку и в общем совпадает с Веоховинским минимумом силы тяжести. Эта специфичность в распространении нефтегазопроявлений, их пространственная связь с минимумами силы тяжести и покровный характер строения свидетельствуют о потенциальной нефтегазоносности Покутско-Буковинских Карпат.

Учитывая покровный характер строения Покутско-Буковинских Карпат и полагая, что внутренняя граница Предкарпатского прогиба соответствует осевой части Верховинского минимума, основные перспективы нефтегазоносности необходимо связывать с поднадвиговыми структурами к северо-востоку от Верховинского минимума.

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ И ЗОНАЛЬНОСТЬ ГАЗОНЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ

Г.Е.Бойко

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Развитие экспериментальных и теоретических исследований в нефтяной геологии позволило решить некоторые принципиальные вопросы. В частности, выяснены возможности глубинного образования углеводородов в минеральной среде. Установлено, что в породах Верхней мантии Земли при достаточном количестве углерода (углекислого газа) и водорода (воды) образуется система углеводородных соединений, в общем аналогичная система газонефтяных углеводородов. Углеводороды типа газовых образуются на глубинах 65-70 км, углеводороды типа газоконденсатных - на глубинах 70-80, углеводороды типа газонефтяных - на глубинах 80-110, а углеводороды типа нефтегазовых - на глубинах 110-140 км.

Данные о возможности образования углеводородов на глубинах около 100 км, предпосылки о наличии на тех же глубинах летучих образований в свободной фазе, общегеологические материалы о глубинном генезисе углеводородов нефти и газа - все это обусловило необходимость постановки вопроса об увязке этих данных с геофизическими материалами, о строении глубинных зон и их связи с геологическим развитием земной коры.

В материалах о глубинном строении недр примечательно совпадение глубин образования углеводородов со средней глубиной астеносферы на континентах. Поэтому можно предположить, что углеводороды образуются в пределах астеносферы. Состав глубинных углеводородов,

как уже отмечалось, зависит от глубины распространения очагов их образования, т.е. от глубины астеносферы.

Отдельные геоструктурные зоны земной коры характеризуются определенной глубиной залегания астеносферы. Кроме того, в пределах определенных геоструктурных зон глубины астеносферы также изменчивы. Поскольку очаги в астеносфере являются источниками летучих образований земной коры, в том числе газонефтяных углеводородов, то зональность в глубинах погружения астеносферы и тем самым в составе летучих соединений астеносферы вызывает зональность залежей и проявлений летучих образований в земной коре. Такая зональность выражается в пространственном размещении газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых скоплений в пределах нефтегазоносных провинций.

Эти теоретические выводы подтверждаются материалами некоторых нефтегазоносных провинций, в частности Восточных Карпат.

Изучение глубинного строения Карпат еще только начато. Глубины астеносферы определены в районе Вранча, в южных складчатых Карпатах (90-100 км), в районе Межгорья, Воловца, Латерки и Ужка в зоне Кросно Восточных Карпат (70-100 км). При исследовании электропроводности верхней мантии в Венгерской впадине на глубинах 40-60 км установлена аномалия электропроводности, которая объясняется как зона частичного плавления верхней мантии (астеносфера).

Построены профили по этим материалам с предположительной экстраполяцией данных на смежные территории. Сопоставление этих материалов с данными по газонефтеносности Восточных Карпат полностью согласуется с предлагаемой схемой зональности размещения газовых и нефтяных месторождений. В частности, объясняется размещение Внутрикарпатской газонефтеносной провинции, а также зональное размещение нефтяных залежей Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и газовых Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

Исходя из данных по глубинному строению, определяется перспективность разведочных работ на газ на участках в районе Ужок - Латерка.

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ КРОСНЕНСКОЙ ЗОНЫ УКРАИНСКИХ КАРПАТ

Б.Л.Головацкий, Р.В.Завьялов

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Глубинное строение и условия нефтегазоносности северо-западной части зоны Кросно все еще мало изучены из-за незначительного объема поисково-разведочного бурения и недостаточных глубин пробуренных скважин. Поиски нефти и газа проводились в верхних горизонтах на глубинах до 3300 м (Лемна-I), где возможности формирования и особенно сохранения залежей незначительны.

Кросненские отложения верхних горизонтов выведены на поверхность, и в них могли сохраниться лишь литологически ограниченные залежи в отдельных изолированных песчанистых пачках. Однако, по аналогии с Силезской и Субсилезской зонами на польской территории (Карнковский, 1964), в олигоценовых отложениях зоны Кросно нельзя ожидать большого распространения литологически ограниченных залежей.

В верхних горизонтах кросненских отложений отсутствует четко выраженное многоярусное строение, связанное с наличием надвинутых друг на друга покровов, нешуй, как это имеет место во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Поэтому почти невозможно обнаружить тектонически экранированные и пластовые залежи.

Многочисленные нефтепроявления на поверхности и в скважинах приурочены в основном к линиям надвигов и разломов, отличающимся крутыми углами падения и большой глубиной заложения. При отсутствии залежей в складках верхних горизонтов нефтепроявления указывают на нефтеносность глубинных структур.

По данным бурения скважины Ясень-I (Польша) с глубины 4000 м, отмечается изменение структурного плана залегания пород. Углы падения отложений до глубины 4000 м составляют 50-65°, а в интервале 4000-4500 м - 25-30° (Житко, 1972). Ниже 4000 м под круто падающими отложениями зоны Кросно предполагается наличие относительно пологих глубинных складок поднадвига, сложенных слабо дислоцированными палеогеновыми и меловыми отложениями Розлучской (Субсилезской), Скибовой или Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

По данным сейсмический исследований, в Турковской впадине на глубинах 4000-5000 м выделены структуры (Самойлюк, 1971). В этом же интервале наблюдается выполаживание сейсмических отражающих

площадок. Сейсмологические данные позволяют предполагать, что выделенные структуры сложены меловыми и палеогеновыми отложениями и принадлежат поднадвиговым элементам Розлучской (Субсилезской), Скибовой или Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Наиболее перспективными являются глубинные складки в районе сел Борыня, Шумяч, Гронзева.

Отмеченные структуры расположены в зоне Карпатского гравиметрического минимума (Ольшак, 1951; Субботин, 1955), с которыми связываются месторождения нефти и газа в Предкарпатском прогибе. Юго-восточная часть зоны Кросно, удаленная от оси гравиметрического минимума, является менее перспективной.

Залежи нефти и газа в упомянутых глубинных складках могли формироваться за счет поступления углеводородов в структуры-ловушки преимущественно по поперечным дислокациям, ограничивающим ступенеобразный выступ фундамента Карпат (Метакарпатский вал) на смежной польской территории. К юго-востоку от выступа доальпийский фундамент Карпат погружается.

Для нахождения залежей нефти и газа на северо-западе зоны Кросно необходима постановка поисково-разведочных работ на глубинах свыше 5000 м по профилю Борыня - Шумяч - Гронзева.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ФЛИШЕВОЙ ЧАСТИ ЗАКАРПАТЬЯ

С.П.Гавура, В.В.Даныш, С.И.Кантолинский

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, трест "Львовнефтегазразведка"

Полученные за последнее десятилетие в результате детальных геологосъемочных и тематических работ фактические материалы по стратиграфии и тектонике южного склона Украинских Карпат позволяют пересмотреть сложившиеся представления о его перспективах, особенно в отношении нефтегазоносности.

Установленные многочисленные нефте- и газопроявления в естественных выходах и во многих картировочных скважинах свидетельствуют о несомненной нефтегазоносности флишевого Закарпатья. Обычно считают маловероятным присутствие здесь крупных залежей нефти и газа, так как они могли быть уничтожены при формировании разрывной тектоники. Это явление происходило частично, но не на всей территории. Сложное чешуйчато-надвиговое строение, по нашему мнению, совсем

не исключает наличие здесь промышленных месторождений. В этом случае, конечно, очень важны данные о глубинном строении территории, которых из-за отсутствия соответствующего объема глубокого бурения очень мало.

Данные поверхностных наблюдений и картировочных скважин свидетельствуют о наличии здесь разнотипных коллекторов – пористых песчаников верхнего мела, палеоцена и эоцена, а также сильно трещиноватых нижне- и верхнемеловых образований. О наличии хороших резервуаров в названных отложениях свидетельствуют значительные скопления в них пресных и минеральных вод. Развитие серии продольных и поперечных разрывных нарушений нельзя считать только отрицательным фактором для нефтегазонакопления. Эти разрывы (в том числе глубокого заложения) предопределяют хорошие пути вертикальной миграции флюидов и скопление их в соответствующих благоприятных структурах. Последние на многих участках перекрыты крупными пологими надвигами. Кроме того, в их строении участвуют разновозрастные глинистые образования, которые обусловливают надежный экран, способный предохранить нефтегазовые залежи от разрушения.

На современном этапе изученности флишевого Закарпатья для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ пригодно несколько участков.В бассейне р.Уж - это восточное периклинальное замыкание Лугской антиклинали, прифронтальная поднадвиговая часть чешуи Лютянки и западное продолжение Черноголовской структуры у Великого Березного. В бассейне Латорицы практический интерес представляют: поднадвиговые структуры Дуклянской зоны вблизи Пенинских утесов у Свалявы, район Нелипино – Дусино, восточное продолжение Лугской складки в полосе Жданиево – Грабовница, поднадвиговые элементы Порошковской и Плосковской чешуй в окрестностях Родниковки и Павлово, а также Вепровецкая антиклиналь в истоках р.Вечи. В более восточной части территории интерес для геолого-разведочных организаций представляют поднадвиговые структуры Мармарошской зоны, в частности участки с установленными в картировочных скважинах газопроявлениями у Долгого (из-под Драговской чешуи), в Липецкой Поляне (из-под Мармарошской зоны на Раховскую) и в окрестностях Косовской Поляны (примерно в 5 км от фронта надвига кристаллического массива). Должно быть исследовано газопроявление в Пенинской зоне (район Ганичи – Водяное). Для уточнения глубинного строения и получения достоверных данных о нефтегазоносности перечисленных участков желательно заложение в их пределах поисково-разведочных скважин с глубинами около 2-3 тыс. м.

Специального изучения требуют участки с установленными в их пределах рудопроявлениями, в частности с ртутной и мышьяково-сурьмяной минерализацией (Черноголова, Подполозье, Соймы, р.Монастырь); свинцово-цинковой (Подполозье) и с ореолами рассыпного золота (полоса Люта – истоки Боржавы).

Пригодны для промышленного использования значительные по запасам месторождения битуминозных сланцеватых аргиллитов (Сольское, Великоберезнянское, Маловыженское, Дусинское), тем более, что многое в технологии переработки этого сырья уже разработано. Для местных строительных целей можно расширить разработку каменных строительных материалов, особенно поддающихся обработке песчаников палеогена.

Небезынтересны также многочисленные выходы на дневную поверхность минерализованных углекислых и хлоридно-гидрокарбонатных кальциево-натриевых вод (истоки Ужа, Черноголова, Келечин, Поляна – Голубиное, Соймы, Майдан, Драгово, Вучково, Комсомольск – Усть Черная и др.). В участках пересекающихся разрывных нарушений они обычно имеют значительный дебит. Это позволяет рассматривать данную территорию, как перспективный район для строительства домов отдыха, санаториев и заводов по разливу минеральных вод.

Таким образом, существует множество предпосылок для расширения минерально-сырьевой базы Закарпатья.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПРИВОДОРАЗДЕЛЬНОГО ЗАКАРПАТЬЯ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

П.Н.Царенко, Р.Й.Лещух

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Геологические исследования, проведенные нами в области стыковки тектонических зон Советского Закарпатья, выделенных у границы СРР и ПНР, позволили уточнить особенности геологии этого района, а в некоторых случаях выявить новые надвиги, тектонические чешуи и скибы. Новые данные внесли изменения в перспективы нефтегазоносности, которые представляются нам в несколько ином плане. Это касается в первую очередь Горганской части (или подзоны) Скибовой зоны, которая на участке рек Черная Тиса – Рика частично охватывает склон Закарпатья и выделена на карте перспектив нефтегазоносности Украинских Карпат как перспективная. Согласно последним работам (Вялов, Даныш, Царенко, 1969; Царенко, 1971) южная граница Скибо-

вой зоны установлена на участке Рика – Черная Тиса и проходит от района г.Межгорья по южным окраинам сел Синевир, Негровец, Колочава и Усть-Черная. Далее она прослеживается на северных склонах массива г.Темпа, Апшинецкого и Свидовецкого хребтов и Турбатской Полонины. От южных окраин с.Ясиня она поворачивает к востоку и уходит через водораздельный хребет в Ивано-Франковскую область.

Геология Горганской подзоны ранее представлялась очень просто: по материалам съемки 50-х годов здесь предполагались сопряженные антиклинали и синклинали, сложенные меловыми и палеогеновыми отложениями, которые и определяли тектонический стиль территории. Эти структуры считались перспективными на поиски нефти. Прямые признаки нефтегазоносности (выходы и колодцы) были известны на северных окраинах с.Ясиня, а также в Турковской части Скибовой зоны и они как бы подтверждали перспективность района. Наши более поздние работы выявили здесь надвиг между нововыделенными скибами Синевира и Брустуранки, а также определили пологие углы надвигания отдельных скиб, уменьшающиеся к северо-востоку. Это приводит к тому, что скибы Брустуранки и Синевира в этом направлении полностью срезаются и как бы "уходят в воздух". При таких геологических условиях не возможно говорить о каких-либо перспективах поверхностных элементов, так как бóльшая часть антиклиналей Горганской подзоны на небольшой глубине подсечена и срезана надвигами. Известные нефтяные выходы, как правило, приурочены к области развития глинистых пород красненской серии (олигоцен), которые являются в данном случае экраном залежей. В связи с этим перспективными могут быть структуры, прикрытые достаточно мощной толщей аргиллитов красненской серии. Подобные структуры, вероятно, существуют под надвигами скиб Синевира и Брустуранки – в скибах Славска и Рожанки, а также в местах погружения палеогеновых отложений под олигоцен в районе Ясини и восточнее ее, где, в связи с возможной ундуляцией шарниров складок, могли возникнуть ловушки для небольших скоплений нефти.

ОЦЕНКА ДОНЕОГЕНОВЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ИХ ВЕРОЯТНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

М.И.Петрашкевич, В.Г.Свириденко

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

О нефтегазоносности донеогенового фундамента Закарпатского прогиба свидетельствуют многочисленные нефтегазопроявления, отмечаемые по всей площади и приуроченные к различным стратиграфическим комплексам пород мезозоя. Метаморфизованные образования палеозоя, поднятые блоки которых изучены бурением в районах Ужгорода и Чопа, для поисков в них залежей нефти и газа бесперспективны.

Триасовые отложения вскрыты скважинами на площадях Залуж, Великая Добронь, Сокирница и в районе Берегово, но нефтегазопроявлений в них не отмечалось. Коллекторские свойства распространенных на нашей территории триасовых пород изучены недостаточно. Многие чехословацкие и венгерские геологи высоко оценивают перспективы нефтегазоносности отложений триаса и считают кавернозные известняки и доломиты Внутренних Карпат хорошими коллекторами. Поэтому можно надеяться на открытие небольших и средних месторождений нефти и газа в карбонатно-терригенной толще триаса фундамента Закарпатского прогиба.

Под неогеном прогиба юрские отложения установлены на площадях Сокирница, Виноградово и Великая Добронь и представлены в основном аргиллитами и мергелями, переслаивающимися с известняками, алевролитами и реже песчаниками. Коллекторские свойства пород низкие, но обильные водогазопроявления, имевшие место в скважине Сокирница-I, связаны, вероятно, с повышенной трещиноватостью юрских пород и наличием в них пустот, благоприятных для скопления промышленных залежей нефти и газа.

Меловые отложения в донеогеновом фундаменте Закарпатского прогиба развиты в трех фациальных разновидностях. Наиболее широкое площадное распространение имеет кричевская свита, представленная мощной темноцветной толщей аргиллитов с прослоями алевролитов, песчаников и мергелей. Как показали немногочисленные определения физических параметров, они имеют слабую проницаемость и невысокую (до 3,6%) пористость. Из этих отложений в бассейне Теребли были получены интенсивные притоки метанового газа с дебитом 5-20 тыс.м^3/сутки, а в окрестностях Свалявы - около 7 тыс. м^3/сутки.

При испытании эоценовых песчаников в районе Солотвино (скв. 4), перекрытых здесь неогеновой молассой, зафиксирован приток газа до 82 тыс. $м^3$/сутки. Эти отложения обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами (пористость до 5%, проницаемость до 3 млд) и их следует расценивать как один из объектов для поисков нефтяных и газовых месторождений.

Залежи нефти и газа возможны в отложениях развитого под неогеном подгальского палеогенового флиша. Прямые и косвенные признаки нефтегазоносности зарегистрированы и в других типах палеогеновых комплексов основания Закарпатского прогиба.

По сравнению с меловыми у палеогеновых пород заметно улучшены свойства. Породы фундамента очень плотные, с глубиной уменьшается роль гранулярных коллекторов. В то же время породы характеризуются повышенной трещиноватостью, что значительно увеличивает их фильтрационные и емкостные свойства.

Сейсмическими исследованиями в фундаменте прогиба выявлено несколько поднятий, однако надежного подтверждения бурением они не получили. Предполагается, что основными структурами, с которыми связаны возможные залежи углеводородов, будут тектонически экранированные и литологически выклинивающиеся комплексы отложений мезозоя и палеогена.

Перспективны в отношении нефтегазоносности и эрозионные выступы донеогеновой поверхности. Массивные залежи углеводородов можно ожидать на границе нижнего и среднего структурных этажей (триас - юра) и нижнего и верхнего подэтажей (мел - палеоген) среднего этажа альпийского комплекса прогиба.

Перспективность мезозойских и палеогеновых отложений фундамента Закарпатского прогиба подтверждают проявления и месторождения нефти и газа, известные в смежных регионах на территории СРР, ВНР и ЧССР (Словакия).

О ВОЗМОЖНЫХ ЗОНАХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ЗАКАРПАТСКОМ ПРОГИБЕ

В.А.Даниленко, В.М.Щерба

Трест "Львовнефтегазразведка", Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В Закарпатском прогибе из отложений разных стратиграфических комплексов (меловой, палеогеновый, неогеновый) получены небольшие притоки газа. Однако промышленных залежей нефти и газа здесь до сих пор не выявлено, что связано со сложностью строения и недостаточной изученностью рассматриваемой территории.

Обобщение новейших материалов буровых работ и геофизических исследований, а также изучение строения нефтегазовых месторождений смежных с прогибом территорий (Восточная Словакия, Трансильвания, Большая Венгерская впадина) позволяют несколько увереннее оценивать его перспективы и наметить возможные зона нефтегазонакопления.

Донеогеновый фундамент, расчлененный густой сетью разнонаправленных нарушений на разновысокие блоки, сложен раздробленными и интенсивно дислоцированными (углы падения 10–90°) палеогеновыми, меловыми, юрскими, триасовыми и более древними образованиями.

Установлено, что структура Закарпатского неогенового прогиба обусловлена главным образом разрывными дислокациями северо-западного простирания, которые вместе с нарушениями других направлений влияли на условия седиментации и структурные особенности миоценовых отложений, во время накопления которых они и развивались. Вертикальные перемещения смежных блоков по ним иногда достигают 800 м при изменяющейся мощности неогенового комплекса в различных блоках в пределах 600–3000 м, а возможно и больше.

Анализ построенных нами структурных карт по размытой донеогеновой поверхности и отдельным миоценовым горизонтам, карт мощностей и профильных геолого-геофизических разрезов показывает, что многие миоценовые структуры, развивавшиеся унаследованно и конседиментационно в начальный этап развития, в дальнейшем были осложнены соляной тектоникой в основном на юго-востоке и интрузивной деятельностью на северо-западе прогиба.

По аналогии с Паннонским бассейном, где нефтегазовые залежи в донеогеновых образованиях приурочены преимущественно к структурным выступам трещиноватых и кавернозных карбонатно-терригенных палеогеновых, мезозойских и редко палеозойских отложений, можно заключить,

что значительных скоплений нефти и газа в средине донеогеновых толщ, в связи с их раздробленностью, трещиноватостью, перемятостью и отсутствием в них надежных покрышек, на территории прогиба, вероятно, не сохранилось. Основные залежи в этих породах следует связывать с эрозионно-тектоническими выступами фундамента. Относительно меньшая дислоцированность палеогеновых отложений и повышенное содержание песчаных горизонтов позволяют предполагать наличие в них залежей углеводородов в Мукачевской (вдоль Закарпатского разлома) и Солотвинской частях прогиба.

Наиболее перспективными считаются тортонские, сарматские и отчасти паннонские образования, обладающие в некоторых местах хорошими коллекторскими свойствами (пористостью до 28% и проницаемостью до 1300 млд). Первоочередными для постановки разведочных работ являются структуры, распространенные в районах Чопа - Виноградова и Среднего - Иршавы, где мощность миоцена составляет 2500-3000 м. Сюда же относятся и примыкающие к Закарпатскому разлому и перекрытые образованиями Выгорлат-Гутинской вулканической гряды участки, а также Аппшицкий район юго-восточной части прогиба.

В тортонских и сарматских отложениях с характерными для них фациальными замещениями по площади и разрезу, наряду с антиклинальными сводовыми, могут быть выявлены литологически и тектонически экранированные залежи нефти и особенно газа.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ НЕОТЕКТОНИКА И ПРОГНОЗ ГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДКАРПАТСКОГО И ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБОВ

Л.И.Фердман

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Становление Предкарпатского краевого и Закарпатского внутреннего прогибов как самостоятельных структурных элементов связано с неогеновым этапом тектонического развития. Таким образом оба прогиба являются новейшими тектоническими структурами. Сравнительный анализ характера неотектонического развития прогибов позволяет выделить общие черты, имеющие существенное значение при оценке газоносности.

Одним из необходимых условий образования газовых залежей является наличие значительного по амплитуде прогибания, которое предшествует последующему поднятию. В процессе прогибания потенциально газопродуктивные горизонты погружаются на глубины, где создается

обстановка, благоприятная для насыщения пластовых вод газом. Затем при последующем воздымании давление в газопродуктивных пластах снижается и становится меньше давления насыщения, в результате чего газ выделяется в виде свободной фазы.

Изучение новейшей истории геологического развития Предкарпатского и Закарпатского прогибов показало, что и в первом, и во втором имели место тектонические процессы, способствовавшие формированию газовых залежей.

В Предкарпатском прогибе начавшееся в раннем неогене активное опускание Внутренней зоны к нижнему тортону охватывает и Внешнюю зону. Морской бассейн существует здесь до нижнего сармата включительно. Только один раз на границе нижнего и верхнего тортона во Внешней зоне прогиба произошло кратковременное поднятие, оставившее заметный след в виде толщи гипсов и ангидритов тирасской свиты. В послениижнесарматское время Внешняя зона Предкарпатского прогиба вовлекается в дифференцированное поднятие. Формируются пологие, широкие брахиантиклинальные складки, оживают древние и возникают новые разрывные нарушения, связанные с разломами фундамента. Система поперечных и продольных разломов расчленяет территорию на несколько крупных приподнятых и опущенных блоков. Новейшие локальные поднятия осложняются сбросами.

В Закарпатском прогибе период прогибания продолжается несколько дольше. Морской бассейн существует здесь до конца неогена. Характерной чертой геологического развития прогиба на новейшем этапе является широкое проявление вулканических процессов. В послеплиоценовое время он испытывает дифференцированное поднятие. Большую четкость получают складки, развитые в неогеновых отложениях и оформированные в период неогеновой складчатости (вторая фаза). Возникают молодые локальные поднятия, часто связанные с соляной тектоникой.

Таким образом, в Предкарпатском и Закарпатском прогибах отчетливо проявляется два этапа новейшего тектонического развития. Первый - интенсивное прогибание (1500–4500 м для Предкарпатского прогиба и 2000–3000 м для Закарпатского прогиба) и второй - поднятие (400–500 м для Предкарпатского прогиба и первые сотни метров для Закарпатского прогиба). По-видимому, на втором этапе (период поднятия) и были сформированы газовые залежи в верхнеюрских, верхнемеловых, верхнетортонских и нижнесарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба, в верхнемеловых и миоценовых отложениях Мукачевской впадины, а также в сарматских отложениях Солотвинской впадины.

Изучение характера связи зон регионального газонакопления с новейшими структурными элементами позволяет сделать следующие выводы, важные при прогнозной оценке газоносности обоих прогибов:

I) обращает на себя внимание факт приуроченности зон регионального газонакопления к относительно приподнятым частям прогибов. Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба все газовые месторождения связаны с новейшими локальными структурами, расположенными в зоне, характеризующейся относительным поднятием 500-2500 м;

2) отмечается тесная пространственная и, по-видимому, генетическая связь месторождений газа с новейшими или обновленными региональными разломами и с локальными новейшими разрывами.

Таким образом, наиболее перспективными в отношении залежей газа, исходя из перечисленных выводов, следует считать юго-восточную часть Внешней зоны Предкарпатского прогиба (Угерско-Косовская) и юго-западные части Мукачевской и Солотвинской впадин Закарпатского прогиба.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАКАРПАТЬЯ

Л.П.Мышкин, Г.И.Венглинский, Н.М.Синюк

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Миоценовые отложения Закарпатского прогиба представлены осадками бурдигала, гельвета, тортона, сармата.

Водоносные горизонты гельвета вскрыты и опробованы в районе Залужа Чоп-Мукачевской впадины и в районах Теребли и Тересвы Солотвинской впадины. Воды этих отложений хлоркальциевого типа и характеризуются высокой минерализацией I08-233 г/л, коэффициентом метаморфизации $\frac{Na}{Cl} = 0{,}8I-0{,}92$, отношением $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0{,}02-I{,}3$. Содержание микрокомпонентов следующее: йода - 2,5-I0,Iмг/л, брома - 87-256 мг/л.

Водоносные горизонты тортона в основном приурочены к пропласткам песчаников и алевролитов, заключенным в слоистых глинах. Минерализация этих вод по сравнению с водами гельвета значительно выше, особенно в районах Теребли и Солотвино - до 232-326 г/л, что связывается с развитием соляных штоков.

Воды сарматских отложений по сравнению с тортонскими менее минерализованы. Максимальная их минерализация не превышает I00 г/л

на площади Залук и в районе Вышково – до 140 г/л. На этих же площадях воды характеризуются хлоркальциевым типом, низкими значениями генетических коэффициентов $\frac{rNa}{rCl}$ = 0,7–0,9 и $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$ = 0–0,2, повышенным содержанием микрокомпонентов – йода до 20 мг/л и брома до 256 мг/л. На остальной части рассматриваемой территории тип вод преимущественно гидрокарбонатнонатриевый с повышенными значениями коэффициентов $\frac{rNa}{rCl}$ = 1,15–9,9 и $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$ = 1–41. Наиболее высокие показатели коэффициента сульфатности 25–41 отмечаются в горизонтах с высокой пластовой температурой – 90–100°С в районе Чопа и Ужгорода, что является отрицательным условием для жизнедеятельности сульфатредуцированных бактерий. Содержание микрокомпонентов – йода и брома – незначительное. В районах Чоп – Ужгорода и Вышково наблюдается повышенное содержание углекислоты и метаборной кислоты, как следствие интрузивной и эффузивной деятельности.

Положительные с точки зрения нефтегазоносности показатели химического состава пластовых вод (высокая минерализация и метаморфизация, малая сульфатность и повышенное содержание микрокомпонентов) характерны для центральной зоны соляно-диапировых и брахиантиклинальных складок.

По газовой составляющей пластовых вод миоценовых отложений данные разнородны и касаются в основном химического состава растворенных газов (очень мало сведений о газовом факторе и давлении насыщения подземных вод). Химический состав газов, как и состав вод, резко варьирует в различных районах Закарпатья.

Так, в районах Вышково и Середне – Ужгород преобладающим компонентом в газовом составе подземных вод является углекислота (до 80–99% объемных), газовый фактор достигает 6–12 $см^3/см^3$. В периферийных зонах Закарпатского прогиба (Бегань – Береговская, Колодно – Угля) распространены воды преимущественно азотно-углекислого состава с незначительным содержанием метана – до 15%.

Лишь центральная зона Закарпатского прогиба является областью развития углеводородных газов в миоценовых отложениях, содержание которых достигает 81% в растворенных и 94% объемных в спонтанных газах. В составе углеводородных газов преобладает метан, содержание гомологов составляет сотые, десятые доли процента объемных, достигая только в одной пробе 1,1%. Соответственно коэффициент $\frac{TУ}{CH_4}$ составляет 0,001–0,048, что свидетельствует о практическом отсутствии нефтяных залежей в разрезе неогена. Другой весьма важный геохимический коэффициент $\frac{CH_4}{N_2}$ колеблется в пределах 0,5–3,6 в растворенных газах и 6–60 в спонтанных. Положительным показателем газоносно-

ти миоценовых отложений, вероятно, следует считать величину коэффициента более 6-10 в растворенных газах.

В связи с ограниченным распространением углеводородных газов в неогене Закарпатского прогиба прогнозные запасы их по весьма приближенному расчету оцениваются в количестве нескольких млрд. $м^3$ газа. Учитывая особенности геологического строения (блоковый характер и отсутствие выдержанных пластов), можно предполагать раздробленность и этих небольших запасов в десятках небольших газоносных линз, что затрудняет их поиски.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ СТРУКТУР ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Е.С.Гавриленко, Е.Е.Архильдеева

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Наиболее полно химический состав подземных вод, залегающих в недрах прогиба, охарактеризован на Залужской и Тереблянской разведочных площадях. Проследив распределение минерализации подземных вод по разрезам этих структур, можно сделать вывод, что в недрах Закарпатского прогиба изменение концентрации растворенных в подземных водах солей имеют сложный характер, не сходный с гидрохимическими разрезами типичных платформенных (Волго-Уральской, Днепровско-Донецкой) и предгорных (Апшеронский п-ов, Предкарпатский прогиб) нефтегазоносных областей.

На Залужской структуре в пределах верхнего структурного этажа наблюдается постепенное увеличение минерализации подземных вод с ростом глубины их залегания до 240 г/л. При переходе к нижнему структурному этажу (палеоген - триас) минерализация подземных вод снижается до 107 г/л, а затем с увеличением глубины залегания пород фундамента Залужской площади, независимо от возраста отложений, минерализация вод увеличивается до 172 г/л. На Тереблянской структуре значительная часть разреза до глубины 2100 м не охарактеризована гидрогеологическими данными, и поэтому закономерности в распределении минерализации подземных вод по верхнему структурному этажу не прослежены. В пробах, взятых из отложений гельвета, установлена минерализация 108-146 г/л, т.е. более высокая, чем в водах верхнего мела, для которых минерализация не превышает 82 г/л.

Следовательно, пределы изменения абсолютных значений минерализации подземных вод глубоких горизонтов на Залужской и Тереблянской

структурах не совпадают: в Залуже не только верхний, но и нижний предел минерализации вод на вскрытых глубинах (до 2315 м) ныше, чем максимальные значения ее для подземных вод Тереблянской складки, исследованных в интервале еще больших глубин (до 4000 м). Минерализация подземных вод в недрах Закарпатского прогиба увеличивается в основном за счет накопления хлоридов натрия, о чем свидетельствуют стабильные значения коэффициента Na/Cl, который по всему разрезу по абсолютной величине близок к единице.

При определении особенностей химического состава подземных вод, залегающих в глубоких частях структур Закарпатского прогиба, важно также изучение закономерностей в распределении микрокомпонентов. В подземных водах Закарпатского прогиба изучен сравнительно небольшой их комплекс: йод, бром, бор и аммоний.

Йод в водах Закарпатского прогиба как в Чоп-Мукачевской, так и Солотвинской впадинах для большинства исследованных проб имеет одинаковые пределы содержания - от 3-5 до 30 мг/л, причем преобладают количества меньше 10 мг/л. Однако как на снижение, так и на увеличение количества йода минерализация вод и возраст водовмещающих пород не влияют.

Содержание брома в Закарпатском прогибе зависит главным образом от величины минерализации и степени метаморфизации вод, что особенно четко прослеживается по разрезу Тереблянской структуры.

Бор и аммоний по разрезам нефтегазоразведочных структур Закарпатского прогиба распределяются вне связи с газопроявлениями, поэтому выявление гидрохимических аномалий по этим микрокомпонентам вблизи газоносных горизонтов невозможно.

Таким образом, обоснование прогноза нефтегазоносности затрудняет отличие гидрохимического разреза структур Закарпатья от гидрохимической характеристики продуктивных структур хорошо изученных нефтегазоносных провинций. В то же время наличие растворенных углеводородов в большинстве проб пластовых вод, вскрытых разведочными скважинами в недрах Закарпатского прогиба, позволяет предполагать большие потенциальные возможности этого региона в отношении залежей горючего газа.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ЧОП-МУКАЧЕВСКОЙ ВПАДИНЕ ЗАКАРПАТЬЯ

И.И.Хришта, И.В.Леськив

Самборская нефтегазоразведочная экспедиция треста "Львовнефтегазразведка"

В Закарпатском внутреннем прогибе известные газопроявления приурочены к двум структурно-тектоническим этажам - неогеновому и донеогеновому. Неогеновые отложения, выполняющие впадины фундамента прогиба, залегают с угловыми и стратиграфическим несогласием на размытой поверхности разновозрастных мезозой - палеозойских отложений. От формы рельефа фундамента и его тектонических подвижек зависят мощности неогеновых отложений. В Чоп-Мукачевской впадине их мощность превышает 3000 м. Получение промышленных притоков газа из сармат - тортонских отложений на площади Птрукша позволяет считать эти отложения наиболее перспективными во всей Чоп-Мукачевской впадине для сосредоточения там поисковых работ.

Сармат - тортонские отложения в литологическом отношении представлены глинами с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Ценность газовых залежей в этих условиях будет определяться их запасами, которые находятся в прямой зависимости от мощности песчаных пластов.

Сарматские отложения Чоп-Мукачевской впадины характеризуются большой неоднородностью литофаций. Например, песчаные газонасыщенные горизонты мощностью 4-7 м в скв. № 3-Чоп полностью замещены глинами в скважине № 41-Чоп, расположенной всего в 230 м от скв.№ 3. Поэтому основной поисковой задачей является выявление высокопесчанистых участков в отложениях сармат - тортона, обладающих структурными формами, благоприятными для сохранения газовых залежей.

Анализ материалов по сарматским отложениям Чоп-Мукачевской впадины указывает на наличие здесь тесной связи между их песчанистостью и глубиной залегания фундамента, которая характеризуется зависимостью к.п.ч.%=9Н-7,65 (Н - глубина залегания фундамента, км).

Использование материалов сейсмических исследований позволяет определять глубину залегания фундамента, выделять наиболее погруженные участки разреза, а по геометрии отражающих горизонтов выбирать оптимальные условия для заложения первых поисковых скважин. Первоочередным шагом к открытию залежей газа в сармат-тортонских отложениях впадины должна быть постановка сейсмических исследований по уплотненной сетке с последующей оценкой выявленных поисковым бурением перспективных участков.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ И ГАЗОНОСНОСТЬ ПЛАТФОРМЕННОЙ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДА УКРАИНЫ

Б.П.Ризун

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

На западе Украины в геотектоническом отношении выделяются две области - Волыно-Подольская окраина дорифейской Восточно-Европейской платформы и Немировская часть эпипалеозойской Западно-Европейской платформы.

Волыно-Подольская окраина древней платформы в свою очередь состоит из моноклинального склона и Львовской впадины.

Геологический разрез моноклинального склона отличается двухъярусным строением. Нижний ярус представлен магматическими, метаморфическими и первично-осадочными породами архей-протерозойского возраста, слагающими фундамент. Верхний структурный ярус, или осадочный чехол, сложенный образованиями верхнего протерозоя, палеозоя и мезо-кайнозоя, образует моноклиналь, падающую в западном направлении.

Материалы геолого-геофизический исследований позволяют в геологическом разрезе Львовской впадины выделить три структурных яруса - нижний, средний и верхний. Нижний ярус, или фундамент, сложен такими же породами, как и в пределах моноклинального склона. Средний и верхний структурные ярусы составляют осадочный чехол. Средний структурный ярус представлен верхнепротерозойскими и палеозойскими отложениями, слабо нарушенными пликативными и дизъюнктивными дислокациями. Верхний ярус, венчающий геологический разрез Львовской впадины, объединяет горизонтально залегающие мезо-кайнозойские образования.

Для юго-западной окраины древней Восточно-Европейской платформы характерна поперечная тектоническая зональность, выражающаяся в наличии перпендикулярно расположенных к краю платформы поднятий и депрессий, ограниченных разрывными тектоническими нарушениями.

В пределах Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы открыто только одно газовое месторождение (Велико-Мостовское) с залежами, сосредоточенными в девонских отложениях. В последнее время при испытании отложений кембрия в скважине, пробуренной в районе Перемышлян, наблюдалось свободное фонтанирование газа. Незначительные нефтегазопроявления отмечались при проходке скважинами отложений палеозойского и в меньшей мере позднепротерозойского возраста во многих районах Волыно-Подолья.

Газовые залежи Велико-Мостовского месторождения приурочены к нижне- и среднедевонским отложениям, образующим брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную разрывными тектоническими нарушениями. Зоны тектонических нарушений служили основными путями перемещения нефтяных углеводородов при формировании их залежей. По времени этот процесс относится к палеозойскому нефтегазообразованию и связывается с судетской и астурийской фазами герцинской складчатости.

О ВОЗМОЖНОСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬЯ

В.А.Котык

Трест "Львовнефтегазразведка"

В пределах Волыно-Подолья кембрийские отложения представлены глинисто-терригенной толщей, состоящей из двух частей.

Нижняя часть (балтийская серия) сложена 50-120-метровой толщей тонкого переслаивания аргиллитов и алевролитов с пачкой песчаников в подошве. Верхняя, большая часть разреза (100-500 м) состоит из чередующихся мощных (20-50 м) алевролито-песчаных и менее мощных алевролито-аргиллитовых пачек. Эти пачки неплохо коррелируются и прослеживаются на значительных пространствах региона.

Толща кембрийских отложений на основании изучения фаунистических остатков, акритарх и литологических особенностей расчленена на несколько свит (Кирьянов, 1969), прослеживающихся почти по всем Волыно-Подолья. Она покоится на породах валдайской серии и перекрывается аргиллитами и глинистыми известняками силурийского возраста. Благодаря стратиграфическому перерыву последние срезают кембрийские отложения, моноклинально погружающиеся в западном направлении, на разном уровне. Глубина эрозионного среза в этом направлении уменьшается, и в разрезе сохраняются более молодые подразделения кембрия. Различие в углах падения с перекрывающими породами в пределах восточного борта Львовского палеозойского прогиба составляет 0,3-0,5°.

Таким образом, под перекрывающую толщу-покрышку выходят разновозрастные отложения.

В этих условиях пачки песчаников (пористостью 8-15%) при наличии разделяющих глинистых пород являются фактором, благоприятным для существования литолого-стратиграфических ловушек в пределах восточного борта Львовского палеозойского прогиба и западного скло-

на Украинского кристаллического массива. Ловушки же необходимо искать вдоль зон возможного выклинивания, в участках, где наблюдается очень незначительная осложненность моноклинали тектоническими элементами поперечного к ней простирания.

Учитывая существование прямых (термометрических и геохимических) методов поисков залежей углеводородов, необходимо использовать их для нахождения вдоль зон выклинивания залежей, связанных с литолого-стратиграфическими ловушками.

ТЕКТОНИКА И ГАЗОНОСНОСТЬ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

А.К.Иванов, П.М.Явный

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

На состав и распределение газов в угленосной толще Львовско-Волынского каменноугольного бассейна сильное влияние оказали локальные структуры Ш порядка и тектонические разрывы. Газы угольных пластов, а также вмещающих пород Центрального поднятия (Межреченское месторождение) характеризуются бо́льшим содержанием метана, чем газы Западного погружения. Содержание гомологов метана в газах увеличивается на юго-востоке месторождения по сравнению с северо-западом в 1,5-2 раза. Количество их несколько больше в газах угольных пластов Западного погружения.

Основной причиной, обусловившей такие закономерности в распределении и составе природных газов в угленосной толще рассматриваемой территории, является общий ход истории геологического развития района, вследствие чего сформировались существующие структурные формы и тектонические разрывы. На площади Западного погружения на протяжении почти всей геологической истории формирования бассейна существовали затрудненные условия газообмена. На крыльях Центрального поднятия в заключительную фазу герцинской складчатости образовались тектонические разрывы, способствовавшие дегазации каменноугольных пластов. Поступление газов из нижезалегающих горизонтов в это время способствовало продвижению процессов газообмена ближе к дневной поверхности. После перекрытия угленосных отложений меловыми осадками по открытым трещинам, существовавшим ранее, а также по тектоническим разрывам, образовавшимся в это время, продолжалась миграция метаморфических газов из более глубоких угольных горизонтов, а возможно, и газов не угольного происхождения.

Полости тектонических разрывов, развитых в пределах Львовско-Волынского каменноугольного бассейна, являлись, очевидно, основными путями миграции углеводородных газов. Незначительная газообильность шахт Волынского каменноугольного месторождения по сравнению с шахтами Межреченского месторождения объясняется, по-видимому, тем, что на первом из них развиты главным образом послемеловые тектонические разрывы, на втором - домеловые. Поэтому Волынское месторождение является в настоящее время в значительной степени дегазированным. Приуроченность суфлярных выделений газа и жидких битумопроявлений к зонам развития дизъюнктивных дислокаций также свидетельствует о том, что тектонические разрывы служили и служат проводниками газов. Это же подтверждают закономерности в изменении состава природных газов по площади и разрезу, а также данные о газообильности горных выработок шахт Львовско-Волынского каменноугольного бассейна.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКТОНИКИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМ

В.П.Клочко, А.А.Орлов, Б.П.Ризун, Ю.Н.Сеньковский, Л.С.Тимонин

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, Институт геологических наук АН УССР, Ивано-Франковский институт нефти и газа

Волыно-Подольская плита Восточно-Европейской платформы и Сахарская плита Африканской платформы обнаруживают большое сходство в геологическом строении, развитии отдельных стратиграфических комплексов осадочного чехла, а также в размещении зон нефтегазоносности. Эти регионы расположены перед складчатыми альпийскими сооружениями, характеризуются дорифейским возрастом кристаллического фундамента, почти тождественными формационными рядами осадочного чехла, густой сетью разрывных тектонических нарушений и широким диапазоном нефтегазоносности палеозойских отложений.

Волыно-Подольская плита расположена между Украинским щитом и Карпатской складчатой областью. Ее осадочный чехол сложен отложениями верхнего протерозоя (рифей, венд), палеозоя (кембрий, ордовик, силур, девон, карбон), мезозоя (юра и мел) и кайнозоя. В составе Волыно-Подольской плиты выделяются Львовский прогиб и моно-

клинальный склон. Львовский прогиб охватывает наиболее погруженную западную часть платформы, кристаллический фундамент которой опущен на глубины свыше 8000 м. В отложениях герцинского структурного этажа Львовского прогиба разведочным бурением выявлено более 30 антиклинальных складок, группирующихся в отдельные полосы северо-западного простирания и осложненных разрывными тектоническими нарушениями. Горизонтально лежащие мезокайнозойские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают образования палеозоя.

Приокраинная часть Восточно-Европейской платформы обнаруживает поперечную тектоническую зональность, выраженную наличием нескольких поднятий и депрессий, расположенных почти перпендикулярно к краю платформы. К крупнейшим из них в пределах исследуемого района относятся Ковельско-Грубешевское и Подольско-Буковинское поднятия и Львовский прогиб.

В пределах Вольно-Подольской плиты открыто одно Велико-Мостовское газовое месторождение, приуроченное к девонским отложениям, и Перемышлянская газовая залежь, связанная с образованиями кембрия.

Рассматриваемая северная часть Африканской платформы расположена между Атласской складчатой системой на севере и Туарегским кристаллическим массивом на юге. Кристаллический фундамент, постепенно погружаясь в направлении от Туарегского массива к Атласу, образует Западно- и Восточно-Сахарскую синеклизы, выполненные мощной (до 5000 м) толщей осадочных отложений. Разрез осадочного чехла слагают отложения палеозоя (кембрий, ордовик, силур, девон, карбон, пермь), мезозоя (триас, юра, мел) и неогена. Западно-Сахарская синеклиза отделена от Восточно-Сахарской крупным поперечным поднятием меридионального направления, представляющим собой погребенное продолжение Амгидского выступа Туарегского массива. Поперечное поднятие осложнено системой меридиональных разломов. В пределах этого поднятия выявлены меньшие структуры, к которым приурочены гигантские нефтяные и газовые месторождения. Так, со сводом Гасси-Мессауд, расположенным кулисообразно к продолжению Амгидского выступа, связано крупнейшее нефтяное месторождение. Нефтяные залежи здесь сосредоточены в кембрийских песчаниках, залегающих на размытой поверхности пород кристаллического фундамента. К западу от упомянутого поперечного поднятия, параллельно его простиранию протягивается Иджерано-Тильремтский погребенный вал. В его пределах находится уникальное газовое месторождение Гасси-Р"Мель, приуроченное к пологому поднятию, осложненному разрывами. Газ залегает в трех песчаных

горизонтах триаса, самый нижний из которых также лежит на породах кристаллического фундамента.

Таким образом, очень сходные черты тектоники и особенностей литолого-стратиграфических комплексов древних осадочных толщ рассматриваемых территорий, а также структурный контроль размещения скоплений нефтяных углеродов в осадочном чехле позволяют считать Волыно-Подольскую окраину Восточно-Европейской платформы перспективной в нефтегазоносном отношении.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ И ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ПЛИТЫ

Е.И.Чиж

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Новые данные, полученные в результате геолого-геофизических исследований на территории юго-запада Восточно-Европейской платформы, позволяют внести коррективы в существующие представления о перспективах ее нефтегазоносности.

Разрез кембрийских и верхнепротерозойских отложений рассматриваемой территории характеризуется наличием коллекторов (гранулярных) и покрышек, и по промыслово-геофизическим данным расценивается как потенциально газоносный. Коллекторами в основном являются песчаные породы, сложенные материалом высокой зрелости. В северо-восточной части региона они обладают открытой пористостью 10-20% и проницаемостью до 372 мдд. На юго-западе межзерновая пористость песчаников несколько снижается (до 5-9%). Емкостная способность пород обнаруживает малые отклонения, что обусловлено повышенной трещиноватостью осадочных образований. Особый интерес представляют отложения ровенской свиты нижнего кембрия, сложенные 30-метровой пачкой кварцевых песчаников, перекрытых почти 200-метровой толщей глинистых пород стоходской свиты.

Хорошими коллекторскими свойствами обладает пачка песчаников (~70 м), залегающая в нижней части доминопольской свиты. Песчаная пачка отделена от вышележащих образований водоупорной толщей глинистых пород.

К возможным продуктивным горизонтам вендского комплекса следует отнести пачку разнозернистых песчаников (пористость 10-15%), залегающую в основании валдайской серии (гдовский горизонт). Обра-

зования полесской серии представлены многочисленными прослоями и пачками песчаников с пористостью до 17–19% и проницаемостью до 19 млд.

Кембрийские отложения повсеместно содержат сильноминерализованные (до 175 г/л) хлоркальциевые воды с высокой степенью метаморфизации и низкой сульфатностью, дебиты которых достигают 100 $м^3/с$. Пластовые воды, заключенные в отложениях полесской серии, представляют собой зачастую рассолы (минерализация достигает 250 г/л) хлоркальциевого типа, высоко метаморфизованные и почти бессульфатные. Дебиты вод достигают 150 $м^3/с$. Эти данные указывают на весьма затрудненные условия водообмена, а значит, на наличие гидрогеологических условий, благоприятных для сохранения залежей углеводородов. Кроме того, воды характеризуются высокой газонасыщенностью (0,85–1 $см^3/см^3$). В составе растворенных газов преобладает метан (84–90%). Максимальное содержание газа в воде из верхней части кембрийских отложений (скважина Великие Мосты-30) достигает 1200 $см^3/л$.

Отдельные горизонты нижнего кембрия характеризуются наличием положительных аномалий по газовому каротажу.

В нефтегазоносном отношении наибольший интерес представляют отложения кембрия и верхнего протерозоя. В разрезе этих образований подтверждено наличие пород с хорошими коллекторскими свойствами, а также надежных покрышек и гидрогеологических условий, благоприятных для сохранения залежей углеводородов.

ИСТОЧНИКИ ПРОМЫШЛЕННОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОССОЕДИНЕНИЮ РАССЕЯННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ

А.П.Булмасов, В.С.Чемоданов

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В начале 50-х годов исследованиями В.В.Вебера и А.И.Горской (СССР) и П.В.Смита (США) было доказано, что процесс накопления и преобразования органического вещества в нефть происходит не только в пелитовых, но и в песчано-алевритовых породах, характеризующихся восстановительными условиями среды или впоследствии оказавшихся в таких условиях в результате восстанавливающего действия самого органического вещества. К сожалению, до сих пор многие исследователи этот факт не учитывают, продолжая относить к нефтематеринским лишь глинистые и глинисто-карбонатные породы, в которых

нефтеобразование происходит под действием термокатализа на глубине нескольких километров.

Из-за этого органическая теория в смысле своей убедительности много теряет, поскольку действительно трудно объяснить механизм так называемой "широкомасштабной первичной миграции" жидких углеводородов из глин в пески на большой глубине. Вода пелитовых пород к этому времени оказывается в основном давно отжатой, а огромные количества газа, как показали наши расчеты, могут перенести в себе лишь 10% всех запасов нефти земной коры.

Возможность выжимания углеводородов из глин в пески достоверно доказана только для небольшой глубины (для стадии диагенеза) и может быть лишь дополнительным источником нефтенакопления. Большая доля нефти в залежах обязана также широко распространенной в природе, но трудно учитывающейся богатой липидами гомогенной органике (это наиболее подвижное органическое вещество следов почти не оставляет и его не считают источником нефтегазонакопления).

В осадочных породах в среднем содержится несколько десятых долей процента битумов и 0,01-0,03% углеводородов веса сухой породы (250-750 Г/м^3 рассеянной нефти). Однако при расчете этих данных не учитывались гомогенные массы исходной органики, повышающие количество углеводородов в 1 м^3 пористой породы на порядок (до 5-7 кг) и поначалу дающие сконцентрированные местные скопления углеводородов, способные самостоятельно мигрировать по пористым водонасыщенным коллекторам под действием силы всплывания в соответствии с теорией струйной миграции В.П.Савченко.

В настоящее время многие исследователи стали учитывать идею о миграции углеводородов в растворенном состоянии в воде или газе. Однако тяжелые компоненты нефти практически в воде не растворяются, а в газовом растворе, как уже отмечалось, могла переместиться лишь десятая часть всех запасов нефти земной коры. Следовательно, в любом случае необходимо исходить также и из миграции большого количества тонко рассеянной капельно-жидкой нефти.

Наиболее серьезным возражением против возможности концентрации дисперсно-рассеянных углеводородов в промышленные залежи является тот факт, что в пористой водонасыщенной среде гравитационные силы сами не в состоянии обеспечить всплывание и воссоединение нефти и газа. Экспериментально отсутствие гравитационного перераспределения нефти и воды подтверждено В.А.Крашкиным, У.Эммонсом и Д.Тилем. Однако эти опыты проводились для монолитной пористой среды в статических условиях, в то время как в природе периодически свершаются тектонические подвижки, сотрясающие и растрескивающие пласты -

коллекторы. В полостях трещин гравитационных сил уже имеется достаточное количество для воссоединения капелек нефти и пузырьков газа, особенно в процессе тектонического встряхивания.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОКУТСКИХ КАРПАТАХ

С.И.Гривнак, И.М.Дубицкий, Д.Н.Матвиев, Р.Н.Служинский

Ивано-Франковское управление буровых работ объединения "Укрнефть"

Площадь Космач-Покутский расположена в северо-западной части Покутско-Буковинских Карпат в полосе сочленения Скибовой зоны и Покутско-Бориславской подзоны. Эти два крупных тектонических подразделения имеют решающее значение в строении данного участка Предкарпатского прогиба, в пределах которого, как и во всей складчатой области северо-восточного склона Карпат, широко развита линейная складчатость северо-западного простирания с характерным надвиговым стилем тектоники.

Рассматриваемая часть Покутско-Буковинских Карпат представляет собой приподнятый участок Покутско-Бориславской подзоны. Здесь, в связи с интенсивной надвинутостью, флишевые складки, выполняющие Предкарпатский прогиб, выведены на дневную поверхность. Они образуют систему крутостоящих складок общекарпатского простирания, в ядрах которых обнажаются верхнемеловые и палеогеновые отложения. Новые данные, полученные на площади Делятин, позволяют предположить, что не все складки Покутско-Бориславской подзоны выходят на поверхность в Покутском тектоническом полуокне. Вполне вероятно, что часть из них располагается южнее, где они перекрыты мощной толщей Скибовых Карпат.

Материалы глубокого параметрического бурения и геофизических исследований позволяют предположить, что под надвинутым комплексом складок Покутско-Бориславской подзоны следует ожидать полосу развития миоценовых, палеогеновых и юрских отложений. Последние, по всей вероятности, образуют пологозалегающие антиклинальные складки, которые по морфологическим особенностям характерны для Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

По степени перспективности недр в пределах площади Космач-Покутский можно выделить три основных участка.

I. Поверхностный, низкоперспективный, представленный системой сильнодислоцированных отложений складок Плоского, Брусного, Кармагуры и Каменистого. Здесь возможны мелкие скопления нефти, приуроченные к небольшим ловушкам юго-западных крыльев и периклиналей Покутских складок.

2. Поднадвиговый, высокоперспективный, представленный группой структур Покутско-Бориславской подзоны, перекрытых Скибовыми Карпатами. В данной полосе (Кривопилля - Верховина) возможны крупные месторождения нефти и газа в палеогеновых отложениях на глубинах 5000-6000 м.

3. Глубинный, высокоперспективный, представленный системой пологозалегающих автохтонных структур. Здесь, в пределах юго-западной части Покутского полуокна, следует ожидать крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к неоген-палеогеновым и мезозойским отложениям. Глубины залегания данного комплекса пород в среднем достигают 5000-7000 м.

О НАПРАВЛЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В БОРИСЛАВСКОМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ РАЙОНЕ

А.С.Бондарюк, В.И.Повхович

Бориславское управление буровых работ объединения "Укрнефть"

В последнее время в Бориславском нефтепромысловом районе проведено большое количество геофизических исследований и буровых работ. В результате на большей части Борислявско-Покутской подзоны вскрыт II ярус антиклинальных складок, определены границы распространения структур I яруса, изучены особенности образования и размещения залежей нефти и газа, открыты новые залежи нефти в районе Старого Самбора и Стынавы. Однако до сих пор не выявлены перспективы структур II яруса на площадях Стынавы, Оров-Улично, Старый Самбор и III яруса в Борославе, Иваниках и др.

Исходя из особенностей геологического строения различных участков, глубин залегания перспективных комплексов, для повышения эффективности геологоразведочных работ, открытия новых месторождений и залежей нефти и газа, намечаются поисково-разведочные работы в Бориславском нефтепромысловом районе в следующих направлениях.

I. Ускорение поисковых работ для вскрытия структур II яруса на месторождениях Оров-Улично, Стынава и начало бурения глубоких поисковых скважин на площадях Старый Самбор (до глубин 5000-5500 м) и

Сходница (глубины 5500–6000 м), а также продолжить бурение поисковых скважин (до глубин 5500–6000 м) в наиболее перспективных Бориславском и Помярковско-Иваниковском тектонических блоках для вскрытия флишевых отложений Ш яруса и выяснения их нефтегазоносности.

2. Бурение поисковых скважин (до глубин 5000–5600 м) на площади Добромиль–Стрельбичи для выяснения структурного плана и поисков залежей нефти и газа на этой обширной территории, еще мало изученной глубоким бурением.

3. Для установления юго-западной границы распространения складок П и Ш ярусов продолжить бурение поисковой скважины Сходница-2, а к юго-западу от нее в с.Майдан Дрогобычского р-на заложить скважину глубиной до 7000 м.

4. Продолжение поисковых работ на площади Смильна для поисков залежей нефти в ямненских отложениях Винниковской складки П яруса.

5. Для поисков залежей газа в тортон-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба под надвигом Самборского покрова начать бурение поисковых скважин глубиной до 5500–6000 м на участке Ступница – Медвежья – Дрогобыч.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ПЛОЩАДИ СМИЛЬНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ НЕФТЕНОСНОСТИ

А.С.Бондарюк

Бориславское управление буровых работ объединения "Укрнефть"

Открытие промышленной залежи нефти в ямненских отложениях Старосамборской складки I яруса и отсутствие залежей в эоценовых и менилитовых отложениях указывают на необходимость пересмотра существующих взглядов о бесперспективности Черхавского, Урожского, Нагуевичского и Ясеницкого участков, составляющих площадь Смильна.

В пределах площади глубоким бурением установлены антиклинальные складки двух ярусов. К I ярусу относятся Нагуевичи-Ясеницкая, Урожская и Смильнянская складки, ко П ярусу – Винниковская структура, разбитые поперечными нарушениями на Лопушанский, Урожский, Нагуевичский и Ясменицкий блоки.

Характерной особенностью геологического строения площади является размещение фронта и сводовой части Винниковской структуры П яруса в пределах Лопушанского и Урожского блоков впереди Урожской складки I яруса, крутое залегание (30-40^{0} и более) юго-западных крыльев структур I яруса и особенно П ярусов. Такому размещен

структур, очевидно, способствовало поднятие блока складчатого фундамента или наличие глубинной складки флишевых образований вблизи северо-восточных складок I и II ярусов.

В результате буровых работ на площади Смильна получены следующие данные.

I. Скважинами № 2 и I2 вскрыты отложения Смильнянской складки Великолининско-Сходницко-Верхнесиневидненской линии структур I яруса. Воротышенские и поляницкие отложения в них отсутствуют, а в скважине № I2 оказались срезанными и менилитовые отложения I яруса. Флишевые отложения складки в пределах Нагуевичского и Ясеницкого тектонических блоков не содержат залежей нефти или газа, так как нет условий для их сохранения.

2. Скважиной № I5 ямненские отложения Винниковской складки не вскрыты; в интервале 32II-3405 м вскрыты менилитовые отложения подвернутого крыла. Установлено отставание (более I,5 км) фронта ямненских от менилитовых отложений складки в пределах Урожского блока.

3. Скважинами Смильна-I3 и Монастырец-II вскрыты приконтурные части залежей нефти ямненской свиты Урожской складки I яруса в пределах Лопушанского и Монастырецкого тектонических блоков. Нефтегазоносными в Лопушанском блоке являются песчаники менилитовой свиты складки I яруса, вскрытые скважиной Смильна-I3 в интервале 3283-3355 м. Вследствие отсутствия хороших коллекторов, в ней не получено промышленных притоков нефти.

4. По данным бурения и сейсморазведки, на площадях Смильна, Монастырец, Блажев и Старый Самбор можно предполагать, что Старосаморская, Монастырецкая, Урожская и Нагуевич-Ясеницкая складки группируются в I складчатую линию I яруса. На участке Старый Самбор - Монастырец северо-восточнее I складчатой линии выделяется Блажевская складка, которая имеет локальное распространение и относится к I ярусу структур. Во второй складчатой линии I яруса расположена Южно-Монастырецкая, не установленная бурением на площади Смильна. В III складчатой линии I яруса выделяются Велико-Линининская и Смильнянская складки.

К I складчатой линии II яруса приурочены Северо-Блажевская и Винниковская складки. Второй складчатой линии II яруса на площади Смильна бурением не установлено.

Перспективы открытия залежей нефти площади Смильна связываются с ямненокой свитой Винниковской структуры II яруса.

Учитывая наличие воротыщенских и поляницких отложений мощностью более 2 км, играющих роль покрышек, для поисков на нефть следует рекомендовать менилитовые и ямненские отложения Урожской складки I яруса.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ БОЛОХОВСКОЙ ДЕПРЕССИИ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

М.В.Бойчук

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Важным объектом исследования нефтегазоносности в Карпатской нефтегазоносной провинции являются приразломные зоны. Особый интерес представляют верхнемеловые отложения, примыкающие с северо-востока к тектонической глубинной границе, отделяющей Внешнюю и Внутреннюю зоны Предкарпатского передового прогиба. Верхнемеловые образования во Внешней зоне прогиба выражены платформенным типом и наиболее полно представлены в пределах Болоховской депрессии. С учетом имеющихся данных (преимущественно данные бурения) в этом районе была произведена корреляция, изучение мощностей, литолого-фациальных особенностей и соотношение структурных планов верхнемеловых пород. На основании результатов исследований можно сделать такие выводы.

I. В комплексе верхнемеловых пород выделяются и достаточно хорошо прослеживаются отдельные коррелятивные горизонты, которые в определенной степени достоверности увязываются со стратиграфическим подразделением. Эти данные позволяют выделить внутри разреза верхнемеловых отложений слои пород, характеризующиеся циклом непрерывной седиментации. К верхнемеловому циклу непрерывной седиментации можно отнести образования коньякского и сантонского ярусов.

2. Анализ мощности верхнемелового цикла седиментации указывает на резкие тектонические колебательные движения полосы платформенной части, находящейся в то время вблизи флишевой области Карпат. При этом в окрестностях Болоховской депрессии периферийные полосы, протягивающиеся вкрест простирания прогиба, характеризуются сокращением мощности цикла, а в центре депрессии – значительным увеличением. Заметно резкое увеличение градиента мощности от центральной части Болоховской депрессии в сторону Карпат.

3. Сокращение и увеличение мощности верхнемелового цикла непрерывной седиментации сопровождается фациальной изменчивостью, выраженной наличием среди глинисто-мергельных пород песчанистых разностей.

4. Как правило, для приразломных зон характерна интенсивная складчатость, сопровождаемая локальными разрывными нарушениями. Структурные построения в исследуемой части Внешней зоны прогиба подтверждают это положение.

5. Таким образом, в южной части Болоховской депрессии Внешней зоны Предкарпатского прогиба существуют благоприятные условия для формирования нефтяных и газовых залежей.

К ВОПРОСУ О ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГВИЗД И ПНЕВ

З.В.Ляшевич, Л.М.Кузьмик, Р.И.Бакала, Г.Н.Кроткова

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Детальным изучением геологического строения и нефтегазоносности месторождений Гвизд и Пнев определены особенности залегания нефтяных залежей. Главной особенностью в строении залежей нефти и газа является наличие наклонных водонефтяных контактов. Явление наклонного контакта, как показывает практика поисково-разведочных работ во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба, может быть использовано как поисковый признак, который указывает, в каком направлении могут размещаться новые залежи нефти. Исходя из этого положения, в пределах Гвиздецкой складки предлагается доразведка среднеменилитовой залежи нефти на южной периклинали, т.е. в сторону погружения водонефтяных контактов. Здесь также могут быть выявлены литологически ограниченные залежи, о чем свидетельствуют данные испытания скв. № 40, из которой получен приток газоконденсата. Доразведку предлагается осуществлять зависимыми эксплуатационными скважинами.

В центральной части Пневско-Сторунской складки, по данным глубокого бурения, установлен размыв продуктивных отложений олигоцена вплоть до нижнеменилитовой подсвиты. Последние несогласно перекрываются отложениями воротыщенской свиты. Это дает нам основание предполагать наличие стратиграфически экранированной залежи в отложениях среднеменилитовой подсвиты, которая промышленно нефтегазоносна на южной периклинали Пневско-Старунской складки. Первую скважину предлагается заложить на западном крыле складки в профиле сква-

жин № 20 и 25-Ст, на половинном расстоянии между ними. Намеченные мероприятия по указанным месторождениям позволяют стабилизировать, а возможно, и увеличить добычу нефти.

ТУФФИТОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЕРХНЕМЕНИЛИТОВОЙ ПОДСВИТЫ - НОВЫЙ НЕФТЕПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ ВО ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЕ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА
(На примере месторождения Спас)

В.К.Сельский, В.П.Осипов, Л.П.Дидык, М.М.Сорока

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Промышленные притоки нефти из туффитового горизонта верхнеменилитовой подсвиты на площадях Долина, Выгода-Витвица, Спас и другие позволили рассматривать его как новый продуктивный горизонт во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба и увязывать с ним приращение балансовых запасов и увеличение добычи нефти в этой тектонической единице.

Изучение коллекторских свойств данных отложений проводилось по образцам, отобранным из туффитового горизонта Спасской складки и из обнажения по р.Чечва около с.Спас, где этот горизонт выведен на дневную поверхность.

Литолого-петрографический анализ и лабораторные исследования на определение коллекторских свойств этих образцов указывают на то, что промышленные притоки нефти из него следует увязывать с трещиноватостью породы, поскольку все образцы характеризуются практически непроницаемой матрицей.

Изучение туффитового горизонта на пл.Спас помогло установить, что его трещиноватость обусловлена естественной тектонической деятельностью в период формирования структуры. Геотектонические напряжения в породах, превышающие их предел прочности, нашли частичную разгрузку в нарушении сплошности последних и в первую очередь туффитов, характеризующихся наиболее низкими значениями пластичности в продуктивной части разреза.

Проведенные исследования (с учетом работ Ф.И.Котяхова) на выработанном месторождении Рипне по изучению туффитового горизонта гидродинамическими методами с привлечением фотокаротажа позволили с определенной степенью достоверности установить подсчетные параметры и оценить запасы нефти и газа по указанному горизонту Спасской складки.

Целесообразен дострел туффитового горизонта на пл.Долина, Струтынь, Витвица-Выгода и Спас в скважинах, где данные отложения перекрыты колонной для их последующей эксплуатации.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ МЕЗОЗОЯ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Б.И.Маевский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Около половины известных геологических запасов газа Внешней зоны Предкарпатского прогиба приурочено к мезозойским отложениям. В разрезе мезозойских отложений максимально развиты юрские образования. Данные глубокого бурения во Внешней зоне позволяют считать, что Стрийский юрский прогиб косо пересекает Предкарпатский передовой прогиб, скрываясь в районе Биткова под Карпатами (Глушко, 1958).

Юрские образования отчетливо делятся на две части - нижнюю, сложенную повсеместно терригенными отложениями, по возрасту отвечающими нижней и средней юре, и верхнюю, представленную карбонатной толщей, относимой к верхней юре. Мощность юрской терригенной толщи колеблется от 0 на востоке до 500-550 м на западе. В распространении юрских отложений наблюдается резкая смена литолого-фациального состава пород, слагающих нижнюю часть, в связи с чем выделяются два типа разрезов. К востоку и юго-востоку от глубинного разлома Яворов - Городок - Стрий - восточный тип разреза, к западу от данного разлома - западный тип (Утробин, 1962).

В результате исследований нами установлена следующая закономерность. В северо-западной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба, где развиты нижне- и среднеюрские прибрежно-морские терригенные отложения (западный тип разреза), обогащенные органическим веществом (ОВ) гумусового типа в концентрированной (угли) и рассеянной формах (Сорг в среднем 1,5-1,7%), под миоценовой покрышкой в отложениях мезозоя наблюдаются залежи газа. На остальной части территории Внешней зоны отсутствуют нижнеюрские угленосные отложения. Средняя юра представлена в основном пестроцветными, маломощными породами (восточный тип разреза, с низким содержанием ОВ ($С_{орг}$ в среднем составляет 0,1-0,5%), которые образовывались в окислительных условиях, исключающих возможность нахождения среди них сингенетических залежей газа и нефти. И действительно, до сих пор в юго-

восточной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба в отложениях мезозоя не открыто хотя бы незначительной залежи газа.

Верхнеюрская карбонатная толща по всей площади Внешней зоны нами рассматривается как аккумулирующая, что подтверждается низким содержанием $C_{орг}$ (в основном ниже 0,1-0,2%), недовосстановленностью ОВ и другими его особенностями. В различных местах Карпат в юрских отложениях мы встречаем асфальт, асфальтиты и жидкий битум, представляющий собой сильно окисленную нефть (Кухтин, 1958), что свидетельствует о некогда происходивших процессах нефтегазообразования в Карпатской геосинклинальной области, связанных с юрскими отложениями.

Отметим, что залежи газа в меловых отложениях известны только в северо-западной части Внешней зоны, т.е. там, где они непосредственно контактируют с нижне-среднеюрскими отложениями западного типа, что является признаком их генетического единства. Различия в составе газов и газоконденсатов Внешней и Внутренней зон Предкарпатского прогиба указывают на неодинаковые источники их образования. Имеющийся геолого-геохимический материал, а также расчеты возможного количества образующегося газа за счет ОВ нижне-среднеюрских отложений позволяет предполагать, что формирование залежей газа в отложениях мезозоя Внешней зоны прогиба сопровождалось некоторыми особенностями. То количество газа, которое могло бы получено за счет местного источника, видимо, оказалось бы недостаточным для образования залежей. Часть газа с конденсатом мигрировала из юрских отложений, находящихся под отложениями Внутренней зоны и непосредственно примыкающих к мезозойским образованиям северо-западной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Зона сочленения северо-западной части юрского прогиба с Внутренней зоной характеризуется наличием разрывных нарушений, направление которых совпадает с простиранием оси юрского прогиба. Они являлись путями струйной миграции углеводородов.

О РОЛИ И ЗНАЧЕНИИ НЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА УССР

Л.И.Фердман

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Анализ условий формирования и закономерностей размещения месторождений газа в крупных нефтегазоносных и газоносных бассейнах Советского Союза и за рубежом позволяет сделать некоторые выводы о важном значении новейших и молодых (неоген-антропогеновых) тектонических движений в процессах образования и распределения газовых месторождений.

Для УССР, в пределах которой располагаются три крупных нефтегазоносных бассейна (Предкарпатский, Днепровско-Донецкий и Южно-Украинский) и один возможно газоносный (Закарпатский), изучение характера новейших тектонических движений и связи с ними газоносности имеет особое значение, так как три из перечисленных бассейнов - Предкарпатский, Южно-Украинский (Равнинный Крым) и Закарпатский сформированы на новейшем (неогеновом) этапе тектонического развития, а в Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне роль неотектоники значительна.

Неотектонический фактор исследовался нами в следующих аспектах:

1) степень влияния неотектоники на условия повышения стратиграфического этажа газоносности;

2) степень влияния неотектоники на режим пластовых давлений;

3) степень влияния неотектоники на закономерности размещения месторождений газа.

Анализ характера и тектонической интенсивности новейших движений позволяет предполагать, что на стадиях активизации последних резко повышалась роль разрывных нарушений, что в свою очередь обусловило повышение трещиноватости пород по разрезу и, как следствие этого, - улучшение коллекторских свойств. С другой стороны, развитие сети крупных разрывных нарушений, проникающих от фундамента до современных образований и таким образом захватывающих весь осадочный разрез бассейнов, способствовало повышению стратиграфического этажа газоносности. Примерами этого могут служить месторождения Днепровско-Донецкого бассейна (Левенцовское, Пролетарское, Зачепиловское, Шебелинское, Краснопоповское); Внешней зоны Предкарпатского бассейна (Угерско, Бильче-Волица), Южно-Украинского бассейна (Оленевское, Октябрьское).

Влияние неотектоники на изменение режима пластовых давлений рассматривается в связи с ролью новейших тектонических движений в восходящем токе подземных вод (на седиментационном и инфильтрационном этапах) газоносных бассейнов, выяснением значения интенсивности положительных неотектонических движений и со значением неотектоники в снижении базисов разгрузки подземных вод.

Исследование влияния неотектоники на закономерности распределения газовых месторождений показало, что во всех газоносных бассейнах наиболее крупные газовые месторождения располагаются в относительно приподнятых, часто окраинных зонах бассейнов, в пределах резко амплитудных крупных положительных неоструктур и в зонах региональных новейших или обновленных глубинных разломов.

Самостоятельное значение имеет вопрос о связи типов новейших локальных антиклинальных структур и запасов газа. Классификация структур основана на выделении групп по характеру тектонических движений и разделении групп на типы по интенсивности (отношение амплитуды к площади структуры по одному и тому же горизонту).

В соответствии с этими принципами устанавливается для Предкарпатского, Закарпатского и Южно-Украинского бассейнов группа новообразованных (собственно новейших) локальных структур, а для Днепровско-Донецкого две группы – унаследованные и новообразованные.

По интенсивности различаются структуры малой (до 2 м/км^2), средней (2–4 м/км^2) и большой (свыше 4 м/км^2) интенсивности. Наибольшей плотностью запасов характеризуются месторождения газа, связанные с новообразованными и унаследованными локальными антиклинальными структурами малой и средней интенсивности.

НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПОДОБИЯ В РАЗМЕЩЕНИИ СЕРНЫХ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДА УКРАИНЫ

С.Т.Зелизна, И.И.Алексенко

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В настоящее время многие исследователи (Г.Доленко, Ю.Косыгин, А.Кремс, В.Хаин и др.) считают, что основное большинство залежей нефти и газа в земной коре контролируется преобладающим влиянием тектонического фактора. Тектоническое строение является одним из важнейших факторов, обусловивших формирование и размещение нефтяных и газовых месторождений на западе Украины (Г.Доленко, Б.Ярош и др.).

С Западно-Украинской нефтегазовой провинцией территориально и генетически связана Прикарпатская сероносная провинция (И.Алексенко, Е.Вульчин, С.Зелизна, А.Соколов и др.). В результате поисковых и разведочных работ на самородную серу установлено, что размещение серных залежей, кроме прочих факторов, обусловлено тектоническими особенностями зоны сочленения Восточно-Европейской платформы с Предкарпатским прогибом (И.Алексенко, Г.Саксеев, А.Соколов и др.).

Тектонический контроль нефтяных и газовых месторождений крупными разрывами и зонами глубинных разломов рассматривается как свидетельство приуроченности их к главным путям миграции флюидов с больших глубин. Применительно к серным залежам разрывные зоны способствовали притоку в сульфатные толщи восстанавливающих агентов - углеводородов.

В локализации нефтяных и газовых залежей важная роль принадлежит экранам и ловушкам, образование которых очень часто бывает следствием как пликативных, так и дизъюнктивных тектонических дислокаций. Нефтяные залежи Внутренней зоны Предкарпатского прогиба приурочены к сложно построенным антиклинальным складкам, сильно осложненным локальными дизъюнктивными нарушениями. Антиклинальные (промышленно-газоносные) структуры Внешней зоны Предкарпатского прогиба более спокойного строения, менее нарушены.

Залежи самородной серы занимают (чаще всего) сводовые и крыльевые участки антиклинальных структур. Сравнение показывает, что нефтяные и газовые залежи характеризуются более правильными формами продуктивных горизонтов, чем серные. Это, очевидно, является результатом доминирующего значения для морфологии углеводородных залежей формы пластовых первичных коллекторов, а для серных - процессов замещения (метасоматоз). Углеводородные флюиды поступают в готовые коллекторы, в то время как процесс серообразования сопровождается одновременно формированием серувмещающих пород.

Процесс серообразования в Предкарпатье можно синхронизировать во времени с основным этапом формирования нефтяных и газовых месторождений (заключительная фаза альпийского орогенеза), но не исключается перманентное протекание сульфатредукции благодаря диффузионному потоку углеводородов из сформировавшихся залежей. В связи с этим образование серных залежей можно рассматривать как результат хотя бы частичного разрушения углеводородных скоплений. Вследствие этого нефтегазоносные структуры, подстилающие такие серные залежи,

как Креховская (Подорожненское месторождение серы), Подлубы и Немиров (Немировское и Язовское месторождения серы), являются неперспективными для выявления крупных промышленных скоплений нефти (газа).

Серные залежи располагаются гипсометрически выше нефтяных или газовых, как правило, в зоне воздействия гипергенных факторов. Гипергенные процессы, по-видимому, ускоряются благодаря потоку тепловой энергии глубинного происхождения, поступающему по глубинным разломам.

Тектоническим строением обусловлены гидродинамические особенности месторождений. Как на нефтяных, газовых, так и на серных залежах застойный гидродинамический режим способствует их сохранению.

О ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

П.М.Лагола, А.С.Щерба

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Газоносными в пределах Внешней зоны Предкарпатского прогиба являются отложения мезозоя (юра, мел) и миоцена (гельвет, тортон, сармат). В мезозойском комплексе встречаются как гранулярные (песчаники, алевролиты), так и кавернозно-трещиноватые (известняки, доломиты, ангидриты) коллекторы. Гранулярные коллекторы верхнемеловых пород обладают хорошими физическими свойствами и распространены в основном на переходных участках от Роздольского поперечного поднятия к Медыничской депрессии, где их пористость достигает 33,2%, а проницаемость – 2435 мкд. На остальной части прогиба меловые отложения выполнены мергелями и пелитоморфными известняками с низкими коллекторскими свойствами.

Коллекторы тортонских и нижнесарматских отложений представлены глинистыми песчаниками и алевролитами. Главной газоносной толщей миоцена является нижнедашавская подсвита, развитая преимущественно на северо-западе прогиба. Здесь песчаники распространены преимущественно на переходных участках между относительно крупными поперечными структурными элементами, а также на переклиналях и крыльях антиклинальных складок (Ходновичская, Садковичская, Пынянская и др.). В направлении сводов структур песчано-алевритовые породы замещаются глинистыми разностями. Такие различия в распределении песчаного материала объясняются наличием подводных возвышенностей в процессе

осадконакопления и неравномерным прогибанием блоков фундамента, в связи с чем здесь резко изменялась скорость водных течений и выпадали в осадок более грубозернистые разности. Нижнедашавская подсвита характеризуется невыдержанностью литологического состава и вверх по разрезу. В толще данной подсвиты выделяется несколько горизонтов различной мощности, характеризующихся увеличением количества песчаного материала и его зернистости снизу вверх даже в пределах отдельных горизонтов.

Установленные литолого-фациальные особенности тортонских и нижнесарматских отложений обусловливают наличие литологически ограниченных залежей газа. Поиски таких залежей следует проводить в северо-восточной части Крукеничкого блока, а также в его юго-западной части и в Добромильском блоке, перекрытых надвинутыми образованиями Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

СВЯЗЬ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЯ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА С ОСОБЕННОСТЯМИ ЕЕ ТЕКТОНИКИ

В.И.Барановский, И.И.Зиненко, А.И.Лурье

Трест "Львовнефтегазразведка", Украинский научно-исследовательский институт газа

Подземные воды мезозоя Внешней зоны Предкарпатского прогиба резко недосыщены углеводородными газами. Отношение давления насыщения водорастворенных газов к пластовому давлению ($p_г/p_п$) не превышает 0,6. Содержание метана в составе водорастворенных газов достигает 90-95%. По этим показателям подземные воды мезозоя резко отличаются от подземных вод неогена, предельно насыщенных углеводородными газами с содержанием метана около 99%. Это подтсерждает существующее представление о вторичной природе мезозойских газовых месторождений Внешней зоны и позволяет предполагать особый источник их формирования.

Донеогеновое основание Внешней зоны системой разломов северо-запад-юго-восточного простирания разбито на несколько тектонических блоков. Мезозойские газовые и нефтяные залежи расположены в пределах Судововишнянского блока, ограниченного Судововишнянским и Калушским разломами, и приурочены к структурно-эрозионным выступам меловых или юрских пород. В этом же блоке подземные воды мезозоя характеризуются наиболее высокой газонасыщенностью углеводород-

ными газами. На юго-востоке Внешней зоны отношение $p_г/p_п$ не превышает 0,2–0,3, а содержание метана уменьшается до 70–50%, а иногда и до 20%. Это свидетельствует о существовании в пределах Судовишнянского блока наиболее благоприятных условий для миграции углеводородов и формирования их залежей.

В условиях недонасыщения подземных вод углеводородными газами наиболее вероятной формой их миграции, которая привела бы к формированию месторождений, является струйная миграция (Савченко, 1968). Благоприятной структурной формой для струйной миграции углеводородов послужило известное (Утробин, 1960, и др.) валообразное поднятие, расположенное в пределах Судовишнянского блока и осложненное локальными структурами Кохановка, Рудки, Бильче-Волица и др. Судовишнянский блок погружался в направлении промышленно нефтегазоносной части Внутренней зоны, и существующее на нем валообразное поднятие перехватывало большинство мигрировавших углеводородов. Распределение залежей нефти и газа мезозоя Внешней зоны при такой схеме формирования соответствует принципу дифференциального улавливания. В других районах Внешней зоны подобные благоприятные структурно-тектонические условия отсутствуют и промышленные скопления углеводородов не образовывались.

Во Внешней зоне путем струйной миграции сформировались преимущественно газовые месторождения. Этот факт может свидетельствовать о том, что на больших глубинах во Внутренней зоне существуют чисто газовые залежи, явившиеся источником миграции углеводородов в сторону Внешней зоны.

В связи с рассмотренной схемой формирования газовых месторождений мезозоя Внешней зоны необходимо провести работы по поиску новых структурно-эрозионных выступов в мезозое в пределах Судовишнянского блока, их разбуривание, а также по поиску газовых залежей в глубоких структурных этажах Внутренней зоны.

КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАЛИЧИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРЕДКАРПАТЬЯ ПО ВОДОРАСТВОРЕННЫМ ГАЗАМ

Г.Ю.Валуконис, В.А.Лозинский, В.И.Романюк

Ивано-Франковский институт нефти и газа

При оценке перспектив нефтегазоносности отдельных территорий по гидрогеологическим данным важное значение имеет состав водорастворенных газов. При этом необходимо учитывать не только качественные, но и количественные показатели различных компонентов газового состава подземных вод. Статистически обрабатывались результаты анализа 250 глубинных проб пластовых вод палеогеновых отложений, непосредственно контактирующих с залежами нефти и газа, а также в пределах "пустых" структур Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Для выявления условий формирования залежей нефти и газа одновременно сопоставлялся газовый состав водорастворенных, нефтерастворенных и попутных газов.

Обобщение этих материалов показывает следующее.

I. Содержание метана и суммы его гомологов в пределах "пустых" структур приходится на интервал концентраций 90-95%, а в продуктивных структурах - 85-90%. В пределах "пустых" структур отношение $\frac{CH_4}{\sum TУ}$ имеет наибольшее значение и колеблется в пределах 30-120, для нефтерастворенных газов - 5-9. В водах, окружающих залежи, данное отношение составляет 9-30, причем с приближением к контакту нефтегазоносности оно постепенно уменьшается.

2. Концентрация изомеров бутана в пределах "пустых" структур обычно не превышает 0,25 об.% по изо- и 0,30 об.% по нормальному бутану.

3. Распределение гелия, азота и углекислоты, растворенных в подземных водах и нефтях, носит идентичный характер.

4. В распределении аргона наблюдается две моды - высоких (0,I-0,6 об.%) и низких (0,0I м 0,06 об.%) концентраций, причем более высокие содержания его характерны для нефтерастворенных и попутных газов, а также пластовых вод, окружающих залежи.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

I) наиболее надежными поисковыми критериями следует считать $\sum TУ$, отношение $\frac{CH_4}{\sum TУ}$ и концентрацию изомеров бутана. При наличии в подземных водах палеогеновых отложений величины отношения $\frac{CH_4}{\sum TУ} > 30$, $\sum TУ < 5$ об.% и концентрации изо- и нормального бутана соответственно менее 0,25 и 0,30 об.% структуры следует считать "пустыми";

2) идентичное распределение содержания гелия, аргона и углекислоты в подземных водах "пустых" и продуктивных структур не позволяет использовать их в качестве поискового критерия;

3) двухмодальное распределение содержания аргона нами связывается с наличием двух возрастных групп вод в палеогеновых отложениях - древнеинфильтрационных и седиментационных. Ярче выраженная мода высоких концентраций аргона в нефтерастворенных газах свидетельствует о формировании нефтегазовых скоплений в период заключительной фазы альпийского диастрофизма в областях древней инфильтрации.

БИТУМИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЛЮВИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОКУТСКИХ КАРПАТ

А.В.Салий, М.В.Орыняк

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Люминесцентно-битуминологические исследования по покровным отложениям, проведенные геохимической группой в 1969-1971 гг., охватывают территорию между речья Прут - Пистынка. Для получения надежных коррелятивных показателей геохимические работы были также проведены над старым нефтепромыслом Космач (складка Брусного) и над Битковским нефтяным месторождением (юго-западная периклиналь). Изучались образцы почв, супесей, суглинков и глин четвертичных отложений.

При проведении исследований за основу были приняты известные положения о том, что миграционный углеводородный поток на пути из залежи к дневной поверхности повсеместно оставляет свои "следы", которые проявляются в аномальных содержаниях воднорастворенных и сорбированных породой газов, в повышенной битуминозности как коренных, так и покровных отложений и т.д.

Методика наших исследований заключалась в отборе проб почв и грунтов из закопушек и скважин ручного бурения (глубина 2-2,5 м), расположенных по профилям, с дальнейшим изучением в них качественного и количественного состава битумоидов. Последний определялся по методике капельного, капиллярного, эталонного и компонентного люминесцентно-битумного анализа.

Интерпретация полученного материала проводилась методами математической статистики. Построение вариационных кривых распределения хлороформенного и спирто-бензольного экстрактов битумоида "А" позволило определить пределы распространения автохтонных и аллох-

тонных битумоидов в делювиальных отложениях. Так, на вариационных кривых четко выделяются два цикла, первый из которых лежит в пределах выхода экстракта $3 \cdot 10^{-4}$ – $1 \cdot 10^{-2}$% на породу и соответствует автохтонным битумоидам, а второй – в пределах более $1 \cdot 10^{-2}$% и соответствует аллохтонному битумоиду. По вариационным кривым распределения различных типов битумов была уточнена граница битумоидного фона, которая отвечает содержанию ЛБА не более $2 \cdot 10^{-2}$% на породу и МСБА – не более $3 \cdot 10^{-2}$%. На вариационной кривой распределения отношения $\frac{\text{"А"}_{\text{хл}}}{\text{"А"}_{\text{сп-б}}}$ четко выделяются три пика в пределах $1{,}5 \cdot 10^{-3}$ – 1; 1 – 4; 4 – 128, что, по нашему мнению, характеризует соответственно кислый битумоид, восстановленный битумоид и нефть.

Завершающим этапом проведенных исследований явилось построение карты битуминологической съемки. На карте выделено пять аномалийных площадей в покровных отложений Оровской скибы, складок Плоского и Брусного, Битковской складки. Выделенные аномалии характеризуются повышенным содержанием битумоидов типа ЛБА (в среднем $4 \cdot 10^{-2}$%), кроме того, в аномалии, лежащей над складкой Брусного, наблюдаются высокие выходы битумоидов типа МСБА, достигающие 5% на породу.

Сравнительная оценка данных, полученных по так называемым аномалиям Космач и Битков, приводит к выводу, что в покровных отложениях неглубоко залегающих месторождений с выходами нефти на древнюю поверхность преобладают битумоиды типа МСБА и СБА, в то время как для более глубоких месторождений характерно преобладание битумоида типа ЛБА.

Математическая обработка данных, полученных по аномалии Оровской скибы и Космач и расчет по формуле, предложенной сотрудниками нашего института, позволил определить глубину источника Оровской аномалии. Эта глубина составляет 3400 м и вполне увязывается с данными, полученными другими геохимическими методами.

АНАЛИЗ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗА 1966-1970 гг. "ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ГАЗ ... ПО УССР НА 1966-1975 гг."

А.Н.Истомин, Т.А.Стефанович, Л.Я.Денисюк, Э.Е.Кремлева

Украинский научно-исследовательский институт газа

В начале восьмой пятилетки УкрНИИГазом совместно с Министерством Геологии УССР для научного обоснования проведения геологоразведочных работ была разработана "Генеральная схема геологоразведочных работ на газ и обустройство разведочных районов УССР на 1966-1975 гг.".

К концу пятилетки (1966-1970 гг.) был проведен анализ геологоразведочных работ за этот период по Западноукраинской нефтегазоносной территории в плане выполнения "Генсхемы..." и внесены в нее коррективы на последующий период (до 1975 г.).

В соответствии с "Генсхемой..." за 1966-1970 гг. предполагалось прирастить по категориям $A+B+C_1$ 71 млрд.м^3 свободного газа, а фактически приращено 28 млрд.м^3, что составляет около 40%. Это обусловлено тем, что за пять последних лет в пределах Волыно-Подольской окраины Русской платформы и в Закарпатском внутреннем прогибе не выявлено ни одного газового месторождения. Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба приращено менее 50% запланированного объема прироста запасов газа. Недостаточные объемы выполненных геофизических работ, сложное геологические строение рассматриваемого региона, медленный рост глубинности бурения, значительное снижение скоростей проходки и удорожание стоимости метра бурения не позволили выполнить намеченный "Генсхемой..." план прироста запасов газа. Общий объем глубокого бурения за 1966-1970 гг. составил 1160,8 тыс.м (по "Генсхеме" - 1376,4 тыс.м), в том числе на газ - 532,2 тыс.м (по "Генсхеме" - 692,4 тыс.м). Из общего объема глубокого бурения опорно-параметрических скважин было пробурено 108 тыс.м, а намечено - 151,6 тыс.м. Отметим, что последнее иногда снижало надежность геологической интерпретации геофизических исследований.

За период 1966-1970 гг. выведено из бурения 43 структуры, при этом открыто 11 новых нефтегазовых месторождений, в том числе 6 газовых и газоконденсатных. Коэффициент промышленных открытий составил 0,26. Во Внутренней зоне были выявлены и разведаны газовые, газоконденсатные месторождения во II и III ярусах чешуй глубинных складок, сложенных палеогеновыми отложениями, залегающими на глубинах 3000-4000 м: Иваниковское, Космачское, Рассольнянское месторождения;

во Внешней зоне в тортонских и сарматских отложениях выявлены новые месторождения - Садковическое, Пинянское, Богородчанское.

Кратность обеспечения добычи газа его разведанными запасами в 1966 г. составляла 12,36 крат, в 1970 г. снизилась до 10,37 крат.

Анализ результатов подготовки за 1966-1970 гг. ресурсов газа в пределах Западноукраинской нефтегазоносной территории первоочередно определяет необходимость концентрации поисково-разведочного бурения в 1972-1975 гг. в зоне развития многоярусных чешуй (складки II-IУ ярусов) Предкарпатского прогиба и сочлененной с последним полосе Складчатых Карпат. Кроме того, необходимо направить работы на поиски новых форм ловушек (экранированные неогеновыми молассовыми отложениями блоки мезозойских карбонатных пород) в пределах полосы фундамента Предкарпатского прогиба, перекрытой Самборским аллохтоном. Здесь на глубинах 3000-7000 м могут быть обнаружены крупные месторождения природного газа.

В пределах Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы геологопоисковые работы следует направить на изучение газоносности силурийских, кембрийских и протерозойских отложений в наиболее погруженных частях Львовского палеозойского прогиба, где необходимо бурение параметрических скважин глубинами 6000-7000 м.

ПРИНЦИПЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПЛОЩАДЕЙ И ПОСТАНОВКЕ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Г.А.Падва

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В подготовке промышленных запасов нефти и газа ведущая роль принадлежит глубокому поисковому и разведочному бурению. Однако успешность бурения во многом определяется уровнем выполнения геологопоисковых работ, связанных с выявлением локальных ловушек и детализацией их строения по возможно продуктивным горизонтам, отражающим их структуру. От этих данных зависит рациональное размещение объемов поисково-разведочного бурения и эффективность их осуществления.

Несмотря на важность задач, решаемых геологопоисковыми работами, вопросы качественной и количественной оценки их эффективности до настоящего времени не получили однозначного решения и не разработана какая-либо система показателей.

Нам представляется, что основным критерием для оценки результатов геологопоисковых методов, как и других видов исследований в поисково-разведочном процессе, должна явиться величина прироста запасов нефти и газа, позволяющая судить об эффективности работ.

Такая оценка на стадии подготовки площадей, в соответствии с современной классификацией запасов нефти и газа, может быть дана в виде количества запасов категории C_2. При этом учитываются запасы по всем подготовленным структурам независимо от последующей успешности открытия месторождений, так как целью геологопоисковых работ является качественная кондиционная подготовка структур, которые до постановки глубокого бурения равноценны между собой. Выявление же "пустой" структуры должно учитываться при оценке эффективности поискового бурения.

Однако оценка эффективности геологопоисковых работ только по количеству ожидаемых запасов не характеризует специфические особенности проведения работ и должна быть дополнена некоторыми натуральными показателями. Прирост запасов категории C_2 связан с затратами материальных и денежных средств и распределяется в определенном количестве подготовленных структур. Важным фактором является также учет времени, затраченного на подготовку одной структуры.

Показатели эффективности могут быть разделены на прямые, характеризующие абсолютные их величины, и расчетные, позволяющие производить сравнительную оценку.

Таким образом, для оценки эффективности работ по подготовке структур рекомендуются следующие основные показатели.

А. По определенному району

I. Прямые показатели

1. Прирост запасов категории C_2.
2. Затраты на геологопоисковые работы.
3. Количество подготовленных структур.

II. Расчетные показатели

1. Количество запасов категории C_2, приходящихся в среднем на одну структуру.
2. Средняя стоимость подготовки единицы запасов категории C_2.
3. Средняя стоимость одной подготовленной структуры.

Б. По отдельной структуре (площади)

I. Прямые показатели

I. Прирост запасов категории C_2.
2. Затраты на геологопоисковые работы.
3. Продолжительность цикла подготовки структуры.

II. Расчетный показатель

I. Средняя стоимость подготовки единицы запасов категории C_2.

О РАЦИОНАЛЬНОМ ОТБОРЕ КЕРНА В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ

Л.С.Мончак, В.П.Войцицкий, В.И.Ланчинский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Полнота изучения пройденного геологического разреза и вскрытых продуктивных горизонтов является одним из основных показателей ценности пробуренных скважин в отношении их геологической информативности.

Анализ отбора керна по месторождениям Украины показал, что значительная часть информации о продуктивных горизонтах теряется из-за невыполнения планов отбора керна по скважинам, малого процента выноса, а также отсутствия целенаправленности при планировании отборов из продуктивных или возможно продуктивных горизонтов.

По данным анализа только в 10-20% случаев количества отборов керна поднимаются породы, которые являются коллекторами, хотя и не все они отвечают эффективной нефтегазонасыщенной мощности. В части поднятых кернов встречаются отдельные куски пород, которые лишь условно могут быть отнесены к коллекторам, так как трудно установить, характеризуют ли они продуктивный пласт или это отдельные маломощные пропластки среди покрывающих или подстилающих продуктивный горизонт пород.

Увеличение числа отборов керна из продуктивных пластов ускоряет разведку, а во многих случаях может даже уменьшать общее количество отборов керна по скважинам, тем самым экономя средства. Это достигается тщательной корреляцией и обоснованием интервалов отбора керна.

Керн в первой поисковой скважине целесообразно отбирать главным образом для решения литолого-стратиграфических задач. В последующих скважинах керн должен подниматься из всех продуктивных

горизонтов, чтобы получить вполне достоверную информацию для подсчета запасов, привязки геофизических данных и т.п.

Для вычисления средней величины пористости с погрешностью ± 10% (по скважине) относительно однородного продуктивного горизонта, как показал анализ, необходимо иметь минимум 3-5 определений пористости, а с погрешностью ± 5% - 5-8 определений.

Теоретически рассчитано и эмпирически подтверждено, что для определения средней по площади величины пористости коллекторов с относительной точностью ± 5% необходимо иметь следующее минимальное количество анализов пористости:

а) для условий палеогеновых пород Внутренней зоны Предкарпатского прогиба - 25-40 анализов;

б) для условий пермских и каменноугольных пород Днепровско-Донецкой впадины - 40-60 анализов.

Указанные минимальные количества анализов должны быть рассредоточены примерно равномерно по разведуемой площади и отвечать эффективной нефтегазонасыщенной мощности.

При проектировании количества и интервалов отбора керна должна учитываться степень сложности геологического строения разведуемого месторождения нефти и газа.

ВОДНАЯ pH-eH СЪЕМКА КАК КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР (На примере Космачского месторождения нефти)

И.Н.Гошовский, Г.Ю.Валуконис, В.М.Филатов

Ивано-Франковский институт нефти и газа

При стандартных условиях (P=I ат, T=25°C) пределы устойчивости воды определяются теоретическими уравнениями:

I) eH=I,23-0,06 pH (при парциальном давлении кислорода P_{O_2}=I ат и $P_{H_2}=10^{-41,6}$ат);

2) eH=-0,06 pH (при $P_{O_2}=10^{-83,1}$ат и P_{H_2}=I ат).

Эти уравнения определяют верхний и нижний пределы устойчивого существования воды. При превышении eH более чем на 0,4-0,5 в вода начинает заметно разлагаться.

Можно показать, что вода, находящаяся в равновесии с кислородом атмосферы, характеризуется уровнем, весьма близким к первому из приведенных. Однако в действительности потенциалы систем, открытых

для воздуха (при $T=25^{\circ}C$), соответствуют следующему приближенному уравнению (Гаррелс, Крайтс, 1968):

3) $eH = 0,7-0,06\ pH$.

По мнению Р.М.Гаррелса и Ч.Л.Крайтса, это явление объясняется таким образом: растворенный кислород, участвующий в равновесной системе, ведет себя как очень слабый окислитель и создает очень слабый окислительный эффект.

Известно также (Германов и др., 1959), что высокие (положительные) потенциалы связаны с наличием свободного кислорода, а низкие - преимущественно с газообразными углеводородами, присутствующими в подземных водах. Последнее обстоятельство, по нашему мнению, позволяет использовать водную pH-eH съемку как критерий нефтегазоносности недр.

Для проверки эффективности данного критерия в 1970 г. в районе Космачского месторождения нефти проводились опытно-методические работы. Произведено около 150 определений pH и eH воды, отобранной из родников и колодцев. Анализ полученного материала позволил сделать следующие выводы:

1) значения pH и eH в основном ложатся ниже линии, описываемой уравнением $eH=0,7-0,06\ pH$;

2) фильтрация нефти по зонам трещиноватости и диффузия углеводородных газов, протекающие над залежами углеводородов, отражаются на щелочности - кислотности и окислительно-восстановительных условиях подземных вод зоны активного водообмена. Потоки углеводородов повышают pH растворов и понижают их окислительно-восстановительный потенциал;

3) над Космачским месторождением нефти, по данным родниковой pH-eH съемки, отмечается геохимическая аномалия, характеризующаяся значениями eH вод от 0,16 в при pH = 8,4-9 до 0,2 в при pH = 7,6-8,2.

Кроме того, необходимо отметить, что водные pH-eH аномалии могут быть обусловлены не только нефтегазоносностью недр. Например известно, что pH вод растет с увеличением концентрации ионов кальция и магния, особенно натрия, в сочетании с анионами HCO_3^- и CO_3^{2-}. Снижает pH воды присутствие сульфатов и сульфидов, гуминовых кислот и т.п. Поэтому при использовании замеров pH-eH вод как критерия нефтегазоносности недр следует предварительно изучить все возможные факторы, повышающие или понижающие pH и eH подземных вод, конкретного района.

ВЛИЯНИЕ ГЛУБИННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА НА ФОРМИРОВАНИЕ БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Н.И.Атаманюк

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Роль нарушений и обусловленных ими зон трещиноватости пород как путей миграции углеводородов при формировании скоплений нефти и газа для Западноукраинской нефтегазоносной области доказана некоторыми исследователями. Расположение обильных нефтегазопроявлений вблизи региональных разрывов свидетельствует о том, что процессы миграции углеводородов достигают дневной поверхности. Это послужило поводом для изучения влияния данного фактора на битуминозность приповерхностных отложений.

Изучена битуминозность коренных пород, отобранных из обнажений в юго-восточной части Внутренней зоны Предкарпатского прогиба на площади междуречья Черемош - Прут. Основное внимание уделено исследованиям в районах Покутского и Рыбницкого нарушений. Первое фиксируется в осадочном комплексе отложений, второе - только в нижнем этаже структур. Нарушения достигают фундамента и прослеживаются в его отложениях.

Региональный характер Покутского разрыва обусловил наличие нефтегазопроявлений к юго-востоку от него в зоне интенсивной трещиноватости пород. Выделенные по битуминологическим показателям аномалии в периклинальных частях Покутских складок значительно превышают площадь встречаемости выходов нефти и газа. Влияние тектонического фактора на их формирование иллюстрируется на примере сравнения битуминозностей палеогеновых отложений периклинали структуры Брусного, примыкающей к разрыву, с остальной частью ее аналогичных отложений бассейна реки Пистынки. При этом использован метод построения вариационных кривых выхода "А"$_{хл}$ и его отношения к "А"$_{сп-б}$ для различных литологических разностей. Для отложений периклинальной части структуры отмечается повышенный выход из песчанистых разностей "А"$_{хл}$ и его более восстановленный характер сравнительно с аргиллитами. Максимумы вариационных кривых выхода "А"$_{хл}$ приходятся на значения 0,08% на породу (песчаники, алевролиты) и 0,04% (аргиллиты), для величины отношения хлороформенного экстракта к спиртобензольному соответственно - I и 0,I25. За пределами влияния нару-

шения наблюдается обратная картина. При аналогичной периклинальной части битуминозности аргиллитов битуминозность песчаников и алевролитов уменьшается (максимальное количество случаев выхода "А"$_{хл}$ приходится на значение 0,005%). По отношению "А"$_{хл}$ к "А"$_{сп-б}$ рассматриваемые литологические разности обладают одинаковой характеристикой.

Исследования над Рыбницким нарушением выполнены по параллельно ему ориентированному профилю. В этом районе наблюдается только одно нефтепроявление. Для сравнения проложен профиль между Рыбницким и Черемошским разрывами. Изменения прежде всего наблюдаются по выходу и качественной характеристике "А"$_{хл}$. При совпадении максимумов вариационных кривых выхода "А"$_{хл}$ из отложений обоих профилей (песчанистые разности - 0,02%, аргиллиты - 0,16%) наблюдается повышенная битуминозность отложений над разрывами. Так, если на выход "А"$_{хл}$ из песчаников и алевролитов, превышающий 0,02%, для первого профиля приходится 64,9% определений, то для второго - 47,4%. В аргиллитах выход "А"$_{хл}$, превышающий 0,16%, наблюдается для профилей соответственно в 28,1 и 16,3% случаев. Встречаемость различных типов "А"$_{хл}$ в отложениях, перекрывающих нарушение, следующая: ЛБА - 10,4%, МСБА - 72,9, СБА - 14,5%, битумоиды типа "нефть" (сравниваемые с коллекциями, приготовленными из нефтей) - 2,2%. Отложения между Рыбницким и Черемошским нарушениями характеризуются повышением встречаемости ЛБА (29,6%) и уменьшением МСБА (63,9%), СБА (5,6%) и битумоидов типа "нефть" (0,9%).

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют об отражении глубинных тектонических нарушений в геохимических полях приповерхностных отложений, что можно использовать для выявления зон повышенной дислоцированности пород, являющихся путями интенсивной миграции углеводородов. Этот факт необходимо также учитывать при постановке и интерпретации геохимических исследований в Предкарпатье.

О ХАРАКТЕРЕ БИТУМИНОЗНЫХ ТЕКСТУР И СТРУКТУР В ПОРОДАХ ФЛИША СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПОКУТСКИХ КАРПАТ

О.Е.Лозинский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Для изучения характера размещения битумоидов в породах, слагающих складки Брусного, Плоского и Максимца (Покутские Карпаты), проводились визуальные и микроскопические исследования образцов под ультрафиолетовыми лучами.

Просмотр образцов под люминоскопом с последующим нанесением на свежую поверхность образцов капель хлороформа и спиртобензола позволил выделить четыре типа битуминозных текстур: точечную, равномерную, неравномерную, трещинную.

Точечная текстура обнаруживалась по отдельным изолированным светящимся точкам, которые представляют собой, по-видимому, выходы тончайших каналов и пор, заполненных битуминозным веществом. Наиболее часто этот тип тектуры встречается в аргиллитах быстрицкой, менилитовой и поляницкой свит, а также в стрыйских, быстрицких и поляницких песчаниках.

Равномерная текстура, характеризующаяся сплошным свечением поверхностей образца, наблюдалась в единичных образцах аргиллитов быстрицкой и поляницкой свит и песчаников выгодского и менилитового возрастов.

Неравномерная текстура чаще всего наблюдалась во всех литологических разностях пород менилитовой свиты.

Трещинный тип битуминозных текстур установлен в песчаниках манявской свиты, алевролитах и песчаниках менилитовой свиты, а также в поляницких песчаниках и аргиллитах. Здесь наблюдались пересекающиеся и единичные трещины, которые, очевидно, являются связывающими путями для миграционного битумоида.

Соотношение битумоидов с породой и соотношение между собой компонентов битуминозных веществ проводились в шлифах и аншлифах под люминесцентным микроскопом ЛМ-2. В проходящем ультрафиолетовом свете лучше наблюдалось взаимоотношение более тяжелых и слабо люминесцирующих битумоидов со скелетом породы. В отраженном же свете четче характеризуются легкие битумоиды, особенно их масляные и обогащенные углеводородами компоненты.

В исследуемых образцах по методике М.В.Бордовской представилось возможным выделить три типа структур битуминозных участков.

I тип характеризуется подавляющим наличием в породах маслянистого битумоида и присущ стрыйским, ямненским, манявским и выгодским отложениям. Битумоид в таких образцах явно эпигенетичный.

II тип отличается превалирующим наличием в породе смолисто-асфальтенового битумоида и наблюдается в менилитовых и поляницких отложениях. Этот тип присущ сингенетичным битумоидам.

III тип характеризуется примерно одинаковым количеством, но неравномерным распределением в породе маслянистого и смолисто-асфальтенового битумоидов. Этот тип структур наблюдался в алевролитах

быстрицкой и поляницкой свит, а также песчаниках менилитовой свиты. В образцах с Ш типом битуминозных структур заключен как синтенетичный, так и эпигенетичный битумоид.

На основании проведенных исследований в изучаемом районе выделены участки с эпигенетичной битуминозностью пород, которые рассматриваются как весьма перспективные территории, в недрах которых возможно обнаружение скоплений нефти и газа.

О СОДЕРЖАНИИ И СОСТАВЕ БИТУМОИДОВ В ПОРОДАХ ФЛИША СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПОКУТСКИХ КАРПАТ

О.Е.Лозинский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Наличие в перекрывающих нефтегазовую залежь отложениях аллохтонной битуминозности успешно доказывается комплексом разнообразных методов. Одним из критериев возможной нефтегазоносности недр является количественное содержание и качественный состав битумоидов в породах, перекрывающих нефтегазовую залежь.

В северо-западной части Покутских Карпат проводились битуминологические исследования кернов из скважин глубиной 25 м. Такая глубина является оптимальной и, как показали специальные исследования по установлению нижней границы зоны аэрации, достаточно представительной с геохимической точки зрения. По всему стратиграфическому разрезу флиша определялись количество и состав хлороформенных и спиртобензольных экстрактов, а также содержание органического углерода.

В результате статистико-математической обработки по содержанию хлороформенных битумоидов фоновые значения битуминозности для района исследований составляют $1 \cdot 10^{-2}$% (вес.). Коэффициент контрастности чаще всего находится в пределах 2-8, но бывает и выше, что позволяет выделить несколько аномалийных зон. В разрезе флишевых образований намечена такая закономерность: выход хлороформенного битумоида уменьшается вниз по разрезу. Наибольшим содержанием спиртобензольного битумоида характеризуются пелитовые разности менилитовой и поляницкой свит.

Изучение качественного состава битумоидов дало основание считать, что легкий битумоид, содержащий в основном углеводороды и масла, приурочен исключительно к песчаникам и распространен в стрыйских, ямненских, быстрицких и менилитовых отложениях.

Наибольшими значениями содержания $C_{орг}$ (до I,7%) характеризуются породы менилитовой и быстрицкой свит, наименьшим (0,02%) - стрыйские песчаники. Степень битуминозности пород варьирует в пределах 2,7-80%.

В породах, перекрывающих нефтяную залежь Космачского месторождения, принятого за эталон, определен набор благоприятных битуминологических показателей. Установление аналогичного набора на некоторых площадях северо-западной части Покутских Карпат (складки Максимца, Плоского, Брусного) позволяет отнести эти территории к перспективным в нефтегазоносном отношении.

РАДИЙ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ПОКУТСКО-БУКОВИНСКИХ КАРПАТ

В.А.Булмасов

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Наличие радия в водах обусловлено процессами выщелачивания радиоактивных элементов из пород. Этот переход определяется некоторыми факторами, среди которых важнейшими являются состав пород и форма нахождения в них радиоактивных элементов, а также характеристика самих вод (химический состав, pH, окислительно-восстановительный потенциал и др.).

Воды нефтяных месторождений отличаются повышенным содержанием радия. Они относятся к водам с резко восстановительными условиями, сравнительно легко выщелачивают радий из пород и поровых растворов, поэтому и являются одним из важных критериев при поисках залежей нефти и газа.

В 1970 г. на территории Покутско-Буковинских Карпат проводились опытно-методические исследования по определению концентрации радия в подземных водах зоны активного водообмена. Пробы отбирались на площади Космачского месторождения нефти, на площади Максимец, а также в пределах контуров геохимических аномалий, выявленных газобиохимическими исследованиями. Подготовка к анализу проб воды проводилась по известной методике (Жаров, 1960).

Концентрация радия измерялась с помощью эманометра ЭМ-6П, специально переоборудованного для этой цели, дополнительно к прибору подключалась пересчетная система. Фон камеры эманометра измерялся до и после каждого замера.

Над Космачским месторождением нефти, взятом в качестве эталона, содержание радия в подземных водах наиболее высокое, и концентрация радия растет с приближением к нефтяной залежи. Мак-

симум наблюдался в приконтурной части. Аномальные концентрации радия установлены к юго-востоку от месторождения, а также на подвернутом крыле складки Карматуры.

Сравнительно высокое содержание радия в образцах подземных вод отмечено на площади Максимец в верховьи р.Пистынка.

По данным исследований составлена карта, на которой, кроме перечисленных аномалий, выделяются и другие участки повышенного содержания радия.Однако из-за отсутствия достаточного количества проб оконтуривание возможных залежей нефти на этих участках пока не представляется возможным.

Изучение концентраций радия, накапливающегося в нефтяных водах, возможно, позволит более точно оконтуривать залежи нефти при поисково-разведочных работах на территории Покутско-Буковинских Карпат.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ФОТОКОЛОРИМЕТРИИ НЕФТЕЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДКАРПАТЬЯ

В.П.Заык

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Физико-химические свойства нефти (плотность, содержание асфальтенов, смол, бензиновых фракций и т.д.) изменяются с глубиной от залежи к залежи. С уменьшением глубины залегания уменьшается молекулярный вес нефти, содержание в ней смол и асфальтенов, увеличивается газонасыщенность, это приводит к понижению плотности и вязкости. В пределах одной залежи свойства нефти изменяются по мощности пласта - от кровли к подошве увеличивается содержание смол и асфальтенов, а следовательно, и плотность нефти.

По простиранию пласта увеличивается содержание смол и асфальтенов в направлении падения пласта к водонефтяному контакту с краевыми водами. От свода к крыльям уменьшается газосодержание, увеличивается плотность и вязкость нефти.

Таким образом, на нефтяных месторождениях существуют определенные закономерности в распределении состава и свойств нефти как по разрезу от залежи к залежи, так и в пределах каждой залежи по мощности и простиранию пласта.

Наиболее чувствительным параметром к содержанию в нефти смол и асфальтенов является оптическая плотность, изменяемая в широком диапазоне.

На некоторых месторождениях Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (Оров-Улично, Долина, Северная Долина, Струтынь, Стынава) установлено закономерное изменение оптических плотностей нефти как по глубине залегания, так и по простиранию пласта. Диапазон колебаний коэффициента светопоглощения от свода к крыльям залежей широк и находится в пределах 25-350 ед. соответственно. Использование этой закономерности позволяет выделять в пределах месторождений отдельные блоки, различающиеся характером изменения коэффициента светопоглощения и его величинами, т.е. помогает уточнить геологическое и тектоническое строение последних. Исследованиями оптических плотностей нефтей месторождений Долина, Оров-Улично и Северная Долина было установлено их блоковое строение, в частности, на месторождении Оров-Улично подтвердилось предположение о наличии двух тектонически разграниченных блоков - Оровского и Уличнянского. Кроме того, данные фотоколориметрии свидетельствуют об отсутствии гидродинамической связи между выявленными блоками данного месторождения.

Выявленные закономерности в изменении оптической плотности нефтей в пределах месторождений Предкарпатья могут быть широко использованы при уточнении геологического строения, и в частности их тектонической нарушенности, так как каждый тектонический блок характеризуется специфическими свойствами нефтей.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ В МИКРОВКЛЮЧЕНИЯХ ЖИЛЬНОГО КАЛЬЦИТА КАРПАТСКОГО ФЛИША

В.П.Цекоев

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Для определения путей и времени миграции углеводородов в процессе формирования и разрушения месторождений нефти и газа Внутренней зоны Предкарпатского предгорного прогиба исследовались трещины, выполненные кальцитом и другими образованиями, встречающимися в породах различного возраста.

Анализ взаимоотношений трещин, жилок и минералов, их выполняющих, позволяет классифицировать разрывы и жилки по времени их образования. Предполагается, что если трещины образовались после насыщения коллекторов нефтью или газом, то минеральное вещество, выполняющее трещины, должно содержать жидкие и газообразные включения углеводородов.

Включения в минералы, выполняющие жилки и трещины, изучались на приготовленных из жильного кальцита шлифах. В них (при увеличении 300–400) отмечены многочисленные жидкие и газообразные включения, а также включения твердого битума.

Газ из микровключений извлекался на специальной установке, созданной для этого автором, и анализировался на газовом лабораторном хроматографе ХГ-I "Геохимик".

Изучено 25 образцов кальцита, собранных из жилок в породах разного возраста: от менилитовой свиты олигоцена до верхнего мела, пересеченных скважиной № 8-Сливки, расположенной в пределах Внутренней зоны прогиба. Образцы были отобраны из нормально наслоенной части разреза и из повернутого крыла складки.

Результаты анализов обобщались на графиках, отдельно построенных для метана, этана, этилена, пропана, пропилена, изо- и *н*-бутана, бутилена, изо- и *н*-пентана, а также для суммы непредельных углеводородов и суммы (C_4+C_5) *i* + *n* . Как показали анализы, в большинстве случаев увеличение содержания метана сопровождается увеличением содержания всех непредельных углеводородов, а содержание предельных тяжелых углеводородов уменьшается.

Отмечено повышенное содержание тяжелых углеводородов в образцах, взятых в менилитовой свите олигоцена. Однако сколько-нибудь заметного различия в содержании индивидуальных углеводородов в зависимости от глубины и возраста не наблюдается.

Количественное определение содержания углеводородных газов показало, что в менилитовой свите I кг кальцита содержит 20–85 мл углеводородных газов, в быстрицкой свите – 4–5 мл, в выгодской и манявской свитах – I,22–I и в стрыйской свите – 0,4–2 мл. Эти соотношения не зависят от глубины взятия образцов.

Таким образом, трещины до их заполнения кальцитом служат путями миграции углеводородных газов, которые оказались генетически родственными по всему изученному комплексу флишевых пород. В быстрицкой и менилитовой свитах происходило обогащение минералообразующего флюида углеводородными газами.

О ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДАХ КОРРЕЛЯЦИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДКАРПАТЬЯ

(На примере Надворнянского нефтепромыслового района)

Я.М.Решетников

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Сопоставление разрезов нефтегазоносных отложений палеогена Предкарпатья, вскрываемых разведочными скважинами, затруднено в связи с частым отсутствием ископаемой фауны. Для повышения достоверности геологической интерпретации материалов бурения нами испытано несколько литологических методов. Наиболее эффективными и экономичными оказались те, которые основаны на изучении: а)фракций тяжелых минералов и особенно количественного соотношения в группе циркон - гранат - рутил - турмалин; б)оптических свойств глинистой составляющей пород; в)спектральной яркости; г)карбонатности. Три последних метода дают наиболее стабильные результаты в применении к глинистым породам, преобладающим среди палеогенового флиша.

Полученные по перечисленным породам отдельных толщ усредненные данные позволяют сделать следующие выводы:

I) по соотношению тяжелых минералов отмечается высокое (около 70%) содержание циркона в манявской и выгодско-пасечнянской толщах, повышенное содержание (15-20%) граната - в верхнеэоценовых и нижнеменилитовых отложениях, пониженное его содержание - в выгодско-пасечнянских и манявских образованиях, преобладание турмалина над рутилом - в выгодско-пасечнянских отложениях в отличие от выше- и нижележащих;

2) показатели преломления глинистой фракции закономерно возрастают снизу вверх по разрезу;

3) спектральная яркость глинистых пород снизу вверх по разрезу уменьшается (наблюдаются отличия и в конфигурации спектров отражения);

4) наиболее низкое содержание карбонатов (менее 5%) наблюдается в манявских и нижнеменилитовых аргиллитах, в выгодско-пасечнянских, быстрицких и среднеменилитовых - оно выше.

К ВОПРОСУ О ПОКРОВНОЙ СТРУКТУРЕ КАРПАТ

М.И.Мельничук

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Карпато-Балканский регион является сложной и наиболее активной областью Средиземноморского геосинклинального пояса (Тетиса), прекрасной природной геологической лабораторией, которая дает ключи к познанию очень сложного прошлого, связанного с физико-химическими и термодинамическими процессами развития земной коры и верхней мантии. В Карпатах наиболее ярко выражена совокупность структур различной морфологии, происхождения и истории развития; сравнительно-тектонические исследования могут быть использованы для проверки установившихся теоретических представлений и выработки новых.

Большой вклад в расшифровку структуры Карпат внесли советские геологи и геофизики, однако многие вопросы, имеющие теоретическое и практическое значение, остаются до сих пор нерешенными. К ним в первую очередь относится разработка представлений о формировании покровов и надвигов, их динамики, природы и др.

На основании новых данных геолого-геофизических исследований, выполненных за последние 15-20 лет, сделана попытка реконструировать структурный план Карпато-Балканского региона, по-иному подойти к истории его развития, дополнить существующие тектонические воззрения и выявить новые закономерности пространственного и хронологического развития его структурных элементов.

Зона максимальных напряжений, рассчитанная для палеогенового времени и опоясывающая весь земной шар, проходит через Средиземноморской геосинклинальный пояс (Тетиса).

По данным сейсмологии, гравиметрии и глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), отмечается латеральная неоднородность верхней

мантии, где выделяются уплотненные и разуплотненные участки, отличающиеся разной скоростью распространения упругих волн (зоны пониженной – 7,7–7,8 км/сек и повышенной – 8,3–8,5 км/сек скоростей). Размеры таких зон колеблются в пределах 150–600 км. В пределах этого пояса в верхней мантии Венгерской впадины обнаружен слой повышенной электропроводности ограниченного распространения.

В процессе формирования Тетиса зоны напряжений проявлялись в зависимости от формы и размеров неоднородностей верхней мантии, где проявилась в прошлом и проходит в настоящее время интенсивная тектоно-магматическая деятельность, связанная с физико-химическими процессами. Неоднородности классифицируются на активные и пассивные (первого и второго порядков), изометрические и линейные. Такой зоной неоднородности верхней мантии (первого порядка) является большая Венгерская впадина с прилегающими к ней горными сооружениями Динарид, Балкан, Карпат и занимающая площадь 500 х 500 км изометрической формы. Неоднородности второго порядка отмечаются в пределах Валахской и Трансильванской впадин и др.

В настоящее время зоны напряжений, приуроченные к неоднородностям, проявляются в виде землетрясений, опоясывающих Средиземное море. Первичные неоднородности Земли определяют ее структуру и контролируют тектоно-физическую историю ее развития. Глубинные разломы приурочены и к границам неоднородностей.

Данные ГСЗ, МТЗ и трансформации гравитационного поля устанавливают блоковую структуру Карпат, наложенную на докембрийскую складчатость карпатского простирания. Каждый структурный элемент Карпат (Закарпатский и Предкарпатский прогибы, Складчатые Карпаты) по-разному отображается в верхней мантии на глубинах 150–200 км. Известный Карпатский гравитационный минимум мы связываем с зоной древнего геокарста.

Карпаты – сложное горное сооружение, состоящее из системы крупных покровов и надвигов. Рассмотрен характер покрова (его форма, амплитуда, плоскость надвига, структура), а также взаимодействие перемещающихся масс и масс, оказывающих сопротивление сдвигу. Энергетическая сторона покровов Карпат объясняется наличием в пределах Венгерской неоднородности очагов импульсного объемного периодического высвобождения энергии различной мощности, расположенных на различных глубинах и имеющих различную геометрическую форму. В надвиговых явлениях важную роль играет нарушение гравитационного равновесия. Разработана установка для моделирования надвигов.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВО ЛЬВОВСКОМ ПАЛЕОЗОЙСКОМ ПРОГИБЕ

А.И.Бойко, М.Д.Будеркевич, Л.Е.Фильштинский

Западноукраинская геофизическая разведочная экспедиция

Геофизические исследования последних лет свидетельствуют о несомненном существовании в низах осадочного чехла Львовского палеозойского прогиба положительных структурных форм.

По данным сейсморазведки МОГТ в отложениях кембрия и рифея получены (1971–1972 гг.) уверенные перегибы на временных разрезах в районах Великие Мосты, Хлевчаны, Ново-Виткова, Олеско. По данным МОВ ОМ и частично МОГТ в тех же отложениях выявлено (1968–1972 гг.) несколько небольших антиклинальных складок, структурных террас и носов в районе Сокаля, Красноармейска, Броды. В районе Локачи закартировано валообразное поднятие северо-восточного простирания.

На существование погребенных положительных структур в кембрии и рифее указывают также материалы переинтерпретации данных КМПВ на площади Львов – Бучач (1972 г.) и комплексной интерпретации данных гравиметрии на бо́льшей части территории Львовского палеозойского прогиба. На составленной, по данным переинтерпретации КМПВ, структурной карте по поверхности волынской серии отмечается несколько поднятий амплитудой порядка 300–400 м и размерами 30–40 км^2 (в районах Перемышлян, Бережан, Нараева и др.). Эти поднятия близко совпали с выявленными (1969–1972 гг.) положительными аномалиями разностного гравитационного поля (из последних удален эффект мезозоя и верхней части палеозоя).

Возможными аналогами нижнепалеозойских и рифейских структур Львовского прогиба являются платформенные глыбовые поднятия Волынского выступа (Овадненское, Родовичское, Стенжаричское и др.), на что указывает общность древних бассейнов этих геотектонических единиц и идентичные геофизические характеристики.

Имеются данные, по которым можно считать, что время формирования этих структур – позднебайкальский и раннекаледонский периоды, причина – резонансный тектогенез в связи с геосинклинальным режимом в Предкарпатье. Структуры унаследованы на более поздних этапах, что отражается в слабо выраженных структурных формах типа антиклиналей и структурных террас в отложениях девона, карбона и мела.

В связи с изложенным и учитывая большие возможности МОВ и КМПВ с применением систем многократных перекрытий, необходимо широко

развернуть сейсмические работы во Львовском палеозойском прогибе и на смежных площадях.

Первоочередными объектами для постановки сейсмических работ должны быть:

1) центральная часть Львовского прогиба, включая площадь Перемышляны;

2) область развития Радеховско-Рогатинского разлома, где наряду с антиклинальными складками большой интерес представляют приразломные структуры и ловушки неантиклинального типа;

3) восточная и южная части Львовского прогиба и прилегающие площади Волынской полесской впадины и Подольского нижнепалеозойского выступа, где глубины залегания нижних горизонтов осадочного чехла доступны для комплексного изучения сейсморазведкой и структурно-поисковым бурением.

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ – КРИТЕРИЙ ГАЗОНОСНОСТИ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

М.М.Чайка

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Закономерности размещения газовых месторождений во Внешней зоне Предкарпатского прогиба изучаются многими исследователями в течение последних двадцати лет. В основном они исследовали приуроченность скоплений газа к определенным крупным тектоническим элементам, стратиграфическим комплексам, изменение коллекторских свойств аккумулирующих газ отложений, наличие покрышек и т.д. Однако еще до настоящего времени остаются нерешенными многие вопросы, в частности, привязка скоплений газа во Внешней зоне прогиба к локальным осложнениям его мезо-палеозойского основания.

Нами предпринята попытка подобной увязки на территории центральной части Внешней зоны прогиба, где открыто большое количество месторождений газа.

По материалам гравиметрических исследований, Предкарпатскому прогибу соответствует крупный региональный минимум силы тяжести, на фоне которого выделяются линейные, в большинстве карпатского простирания локальные минимумы, осложненные зонами больших градиентов, соответствующих крупным продольным разломам (Калушскому, Внешнекарпатскому и Предкарпатскому) и образующих региональный Предкарпатский центральный грабен.

Юго-западная часть регионального минимума соответствует северо-восточному склону основания Карпат, его центральная, самая глубоко погруженная, – ложу Внутренней зоны прогиба, и северо-восточная – ложу Внешней зоны.

Северо-восточная часть очень четко выделяется на общем региональном фоне прогиба сложным гравитационным полем в виде отдельных заливообразных локальных минимумов, часто сливающихся на значительной территории. Эти локальные аномалии на фоне воздымающегося мезо-палеозойского основания прогиба отображают отдельные локальные небольшой амплитуды поднятия и погружения, т.е. структуры третьего порядка.

При анализе приуроченности скоплений газа к данным тектоническим элементам замечено, что большинство месторождений газа в центральной части Внешней зоны прогиба от Пасечнянского и Раточинского разлома приурочены к таким заливообразным минимумам, отвечающим осложнениям мезо-палеозойского основания прогиба. Это Богородчанское, Грыновское, Калушское, Кадобнянское, Дашавское и другие месторождения газа.

К юго-востоку от Коломыи до румынской границы локальные осложнения в мезо-палеозое на гравитационном поле выражены менее четко. Поисково-разведочные работы, проводившиеся ранее, не изучали этих осложнений, что, по-видимому, и является основной причиной отрицательных результатов бурения.

Приведенные данные до некоторой степени могут свидетельствовать о значительной разрешающей возможности гравиразведки на территории Внешней зоны прогиба.

Таким образом, при наличии генетических и литофациальных признаков газоносности напрашивается вывод о необходимости проверки на газ еще многих неразведанных локальных осложнений гравитационного поля, расположенных к северо-западу от Кадобнянского газового месторождения, к юго-западу от Дашавского, к северо-востоку от Слободки Лесной, в районе Соколовки под Покутскими поверхностными складками и др.

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ ОКРАИНЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Я.С.Сапужак, А.Ф.Сапужак, А.П.Кравченко

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Несмотря на то, что в пределах Волыно-Подольского края Русской платформы выполнены значительные электроразведочные исследования, результаты их никем не обобщались и поэтому сведения о характере геоэлектрического разреза территории отрывочны.

На основании анализа материалов электроразведочных наблюдений, преимущественно методом вертикальных зондирований, установлены основные особенности и закономерности изменения геоэлектрического разреза по вертикали и по площади.

В осадочном чехле выделены опорные горизонты высокого сопротивления, приуроченные к отложениям нижнего и скальского горизонтов верхнего силура, франского и фаменского ярусов верхнего девона и верхней юры.

Туронские отложения верхнего мела являются горизонтом повышенного сопротивления. К числу опорных можно отнести неогеновый нижнетортонский гипсоангидритовый горизонт, но он развит только в краевой части платформы в полосе сочленения ее с Предкарпатским прогибом.

Для территории края платформы построена карта типов кривых ВЭЗ. Выделено II типов, соответствующих области распространения меловых, юрских, каменноугольных, девонских и силурийских отложений.

Установлена граница фациальных изменений верхнедевонских отложений, проходящая через Червоноград – Новый Витков – Соколовку – Пеняки – Зборов – Рогатин.

По типам кривых и геологическим данным было проведено геоэлектрическое районирование Волыно-Подольской плиты, в результате которого вся территория по характеру и стратиграфической принадлежности опорного электрического горизонта высокого сопротивления и перекрывающих его слоев разбита на семь зон.

Районирование хорошо увязывается с данными фациального анализа, с плотностными и упругими свойствами пород и позволяет более обоснованно подойти к изучению особенностей глубинного строения и оценке разведочных возможностей электрических методов в каждой зоне.

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК И ГРАНИЦЫ ЗОНЫ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ СКЛАДЧАТОСТИ В ПРЕДКАРПАТЬЕ

В.В.Гордиенко, Р.И.Кутас

Институт геофизики АН УССР

Проведенное в 1965–1973 гг. изучение теплового потока территории Украины позволило выделить области с различной величиной этого параметра, соответствующие крупным тектоническим единицам. Расчет радиогенного теплового потока, образующегося в коре и верхах мантии, и сопоставление его с наблюдаемым приводит к выводу, что выявленные различия не связаны с изменениями мощности земной коры. Аномальные тепловые потоки имеют, вероятно, мантийное происхождение, их величины изменяются в зависимости от возраста геосинклинальной складчатости. Такая закономерность выявлена и в других геосинклинальных районах на континентах, поэтому можно предполагать, что каждому возрасту геосинклинального складкообразования отвечает определенная (средняя по складчатой зоне) величина теплового потока. На Украине выделено несколько областей аномальных тепловых потоков, соответствующих разному возрасту складчатости: альпийской – Карпаты, киммерийской – Крым, герцинской – Донбасс. Площади этих областей во всех случаях согласуются с геосинклиналями (за исключением передового прогиба, где аномалии отсутствуют). Эти закономерности могут быть использованы для тектонического районирования и выделения границ равновозрастных зон, особенно, если они осложнены за счет наложения более молодых структур. К таким сложным районам принадлежит зона сочленения северо-восточной части Предкарпатского и северо-западной части Львовского прогибов. Здесь предполагается наличие в фундаменте складчатой зоны палеозойского возраста, границы которой в настоящее время не могут быть точно определены по геологическим данным. Разные исследователи протягивают эту зону на юго-восток на неодинаковое расстояние.

Возраст складчатости в рассматриваемом районе, вероятно, тот же, что и в продолжающей его на западе Рено-Герцинской зоне среднеевропейских варисцид – около 300 млн. лет. Ему должен отвечать аномальный тепловой поток около 8–10 мвт/м^2, что вместе с фоновым (радиогенным) составит 54 мвт/м^2. Именно такие значения здесь и наблюдаются. За пределами зоны (Русская платформа, Предкарпатский краевой прогиб) находятся районы с ненарушенным тепловым потоком, который составляет 40–45 мвт/м^2. Как показывают фактические данные,

зона повышенных потоков, соответствующая палеозойской складчатости, протягивается на юго-восток от границы с Польшей не более чем на 100-150 км. Максимальная ее ширина не превышает 100 км и быстро сокращается к юго-востоку.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНЫХ ГЕОТЕРМОСЪЕМОЧНЫХ РАБОТ

В.Г.Осадчий, Р.И.Филюс

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Геотермосъемочной группой ИГ и ГГИ АН УССР в районе Перемышляны – Рогатин исследован рекогносцировочный региональный геотермический профиль протяженностью около 40 км. В районе Перемышлян профиль был прерван, так как приповерхностный слой здесь нарушен различными земляными работами и первичный геотемпературный режим, естественно, изменился.

На профиле произведено 188 замеров температуры со средним расстоянием между ними 200 м.

По полученным данным построен профиль в горизонтальном масштабе I : 50000.

Сейсмическими исследованиями в районе опытных работ выделяется крупная сводовая структура, оконтуренная по изогипсам преломляющего горизонта в толще верхнего девона. Линия профиля пересекает с севера на юг три гравитационные аномалии. На двух участках (каждый по 800 – 1000 м) профиль в результате поворотов дороги непосредственно приближается к разлому, установленному по геофизическим данным.

Характер кривой геотермического профиля свидетельствует об общей корреляции данных КМПВ и геотермической съемки.

Девонская структура четко обозначается постепенным повышением температуры от 12-12,5°С на северном и до 13,5-14,5°С на южном бортах свода, достигая над сводом 15°С. Резкие скачки температуры, усложняющие форму кривой и затрудняющие ее интерпретацию, вызваны различными факторами. Устанавливается достаточно ясная зависимость температуры от геоморфологических особенностей местности и ее гидрогеологического ражима.

О наличии отчетливой корреляции между данными геотермического профиля и гравитационными аномалиями судить пока трудно, так как имеющихся данных недостаточно. Предварительно можно указать, что

над положительными гравитационными аномалиями наблюдались отрицательные температурные и наоборот - над отрицательными гравитационными фиксировались положительные температурные аномалии.

При приближении линии профиля на обоих участках к тектоническому нарушению наблюдены контрастные падения температур (1,5 - 2°С).

Для более детального выяснения строения площади необходима детализация полевых геотермосъемочных работ. Здесь должны быть проведены профили в широтном направлении, а также с бо́льшей тщательностью изучена возможная связь результатов геотермической приповерхностной съемки с гравитационными аномалиями и зонами тектонических нарушений.

О СВЯЗИ РАДИОМЕТРИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ПОКУТСКО-БУКОВИНСКИХ КАРПАТ

В.А.Булмасов

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Предыдущими исследованиями установлено, что в некоторых районах намечается связь между залежами нефти и газа и радиометрическими аномалиями, выявленными поверхностной съемкой.

В 1969-1971 гг. в Покутско-Буковинских Карпатах нами проводились радиометрические исследования. Применялась $\beta + \gamma$-съемка радиометром, сконструированным на кафедре разведочной геофизики Ивано-Франковского института нефти и газа, и эманационная съемка с использованием эманометра ЭМ-6. Исследованиями были освещены как площади, в пределах которых были известны залежи нефти (месторождение Космач), так и площади, нефтегазоносность которых оставалась невыясненной (Речка, Максимец).

Поверхностной радиометрической съемкой в районе Космача было зафиксировано заметное понижение радиоактивности, и аномалия по площади примерно совпала с контуром ранее разрабатываемого здесь месторождения нефти.

На площадях Максимец и Речка также выявлены аномальные понижения естественной радиоактивности, при этом контуры аномалий совпали со сводами складок, в ядрах которых на поверхность выходят стрийские отложения (складки Брусного и Плоского).

Во многих случаях радиометрические аномалии на местности совпали с геохимическими, что позволяет предполагать, что аномалии радиоактивности и геохимические обусловлены наличием на указанных

площадях залежей нефти или газа и могут квалифицироваться как очень важные критерии при оценке перспектив на нефть и газ в Покутско-Буковинских Карпатах.

Эманационная съемка дала интересную информацию о тектонике и состоянии залежей нефти или газа. В частности, этой съемкой выявлены разломы в районе горы Камень, а на других участках прослежен, на протяжении 5 км, фронт надвига складки Плоского. Интенсивность аномалий по данным эманационной съемки изменяется в значительных пределах и интенсивность их, по-видимому, связана с зонами разрушения глубинных нефтяных или газовых залежей секущими их разломами.

Необходимо на более широких площадях и с большей детальностью проводить подобного вида работы на всей территории Советских Карпат.

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ И ЗАПАДНОГО СКЛОНА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ДАННЫМ ГЕОЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А.П.Бондаренко, А.И.Билинский

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Приводятся результаты исследований глубинного строения Восточных Карпат и Западного склона Русской платформы геоэлектромагнитными методами с использованием солнечно-суточных и бухтообразных вариаций. В районе исследований наблюдения геоэлектромагнитных вариаций выполнены на четырех параллельных профилях, один из которых проходит вдоль III Международного профиля ГСЗ.

В складчатой зоне Карпат выявлена интенсивная аномалия в бухтообразных вариациях геомагнитного поля. Интенсивность геомагнитных бухт горизонтальной составляющей меридионального направления увеличивается почти в 2 раза, а вертикальной - в 2,5 раза со сменой знака по сравнению с базовым пунктом, расположенным на западном крае Украинского щита. Смена знака бухт, поворот вектора индукции и максимальные значения горизонтальной составляющей геомагнитных вариаций приурочены к известной тектонической зоне утесов. Проявляются различия в пространственной структуре геомагнитных вариаций в западной и юго-восточной части Советских Карпат.

Аномалия объясняется геоэлектрической неоднородностью, обусловленной частичным плавлением вещества верхней мантии на глубинах

порядка нескольких десятков километров. Максимальные относительные глубины до высокопроводящего слоя мантии приурочены к складчатой зоне Карпат, а минимальные – к району Закарпатского прогиба. Локальные нарушения высокопроводящей границы проявляются на западном крае Волыно-Подольской плиты.

Анализируется связь характеристик глубинного геоэлектрического разреза с данными ГСЗ, тепловых потоков, сейсмичностью и геотектоникой.

ДАННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН – ОСНОВА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЛУБИННЫХ СТРУКТУР И ВЫЯСНЕНИЯ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

М.С.Гудзий, Л.З.Крупский, М.В.Николюк

Ивано-Франковская экспедиция по геофизическим исследованиям скважин треста "Укргеофизразведка"

Эффективность геологоразведочных работ в значительной степени зависит от полноты использования данных промыслово-геофизических исследований.

Изучение глубинных недр Предкарпатья осуществляется большим количеством скважин, одна из которых уже достигла глубины 6260 м (скв. I-Луги). Выполненный комплекс геофизических исследований в таких скважинах позволил выделить на каротажных диаграммах характерные реперы, уточняющие стратиграфическое и тектоническое расчленение разрезов.

В частности, геофизические реперы в менилитовых и эоценовых отложениях указывают на наличие подвернутого крыла глубинной Битковской складки, пересеченного скв. 482-Битков, а в скважине 452-Пасечна – на подглубинную Пасечнянскую складку.

В обоих случаях по геофизическим материалам выделены коллекторы и определена их нефтенасыщенность.

Комплексная интерпретация материалов геофизических исследований, выполненных в сверхглубокой скважине I-Луги, показывает эффективность применения скважинной геофизики для решения многих геологических задач, в том числе и по выделению и оценке насыщенности коллекторов, залегающих на глубине 5500-6260 м.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О РЕЛЬЕФЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА МОЛДАВСКОЙ ВПАДИНЫ

А.П.Булмасов, Ю.Ф.Пында, В.И.Гуртовенко

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Молдавская впадина расположена на крайнем юго-западе Русской платформы и включает в себя Преддобруджский палеозойский прогиб с наложенной на него Юрской впадиной. На этой территории уже более 10 лет ведутся комплексные геофизические исследования, в результате которых относительно детально изучена структура мезокайнозойских отложений и установлено, что между кристаллическим докембрийским фундаментом и мезокайнозойской толщей залегают палеозойские отложения, мощность которых оставалась до настоящего времени неизвестной. В связи с тем, что с толщей палеозойских отложений связываются перспективы нефтегазоносности Молдавии, за последние годы все работы были направлены на изучение этой толщи и выделение в ней структур, перспективных на поиски нефти и газа. Положительное решение этих вопросов затрудняется тем, что палеозойские отложения крайне слабо дифференцированы по физическим свойствам, в частности по скорости сейсмических волн, поэтому выделение и прослеживание здесь отражающих или преломляющих сейсмических границ очень трудно и не всегда возможно. Однако в последние годы достигнуты некоторые успехи в изучении как внутренней структуры палеозойской толщи, так и глубин залегания кристаллического фундамента впадины. Успехи в изучении структуры осадочной толщи связаны с внедрением, начиная с 1971 г., метода общей глубинной точки (МОГТ), что позволило получать отражения от реальных сейсмических границ, залегающих внутри палеозойской толщи. По-видимому, увеличение объемов работ МОГТ уже в ближайшие годы обеспечит нефтепоисковые работы в Молдавии достаточным фондом перспективных структур. Очевидно, не все выявляемые структуры являются объектами глубокой разведки на нефть и газ, поскольку не все из них будут иметь полный набор положительных поисковых критериев. Очень важным критерием в этом отношении являются данные палеоструктурного анализа локальных структур, основанного на изучении мощностей и фаций осадочной толщи и рельефа кристаллического фундамента.

О рельефе кристаллического фундамента в наиболее погруженной части впадины пока имеется еще меньше данных, чем о внутренней структуре палеозойской толщи. Однако выполненный нами совместный

анализ сейсморазведочных, электроразведочных (МТЗ) и гравиразведочных данных по Молдавской впадине позволил выявить некоторые закономерные корреляционные связи между данными различных методов и физическими параметрами пород осадочной толщи и фундамента и на основе этих связей определить вероятные глубины до фундамента.

Для всей территории впадины выделено четыре подтипа корреляционных связей между геофизическими параметрами и определены контуры зон, для каждой из которых характерен один из четырех подтипов. Построенная по этим данным карта включает в себя все, что известно о рельефе и глубине залегания кристаллического фундамента в Молдавской впадине. Наибольшие глубины до кристаллического фундамента достигают более 8000 м, а сама впадина представляется ассиметричной - ее северо-восточный борт положе юго-западного.

УПРУГИЕ И ПОГЛОЩАЮЩИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ПРЯМЫХ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

Т.З.Вербицкий

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Применяемые в настоящее время прямые сейсмические методы поисков месторождений нефти и газа основаны на кинематических и динамических особенностях наблюдаемого волнового поля, обусловленных изменением волнового сопротивления пласта на водо-нефтегазовом и водогазовом контактах, горизонтальностью этих контактов и более высоким затуханием упругих колебаний скорее в пределах контура нефтегазоносности, а не за его пределами. Поскольку скачок волнового сопротивления и повышение затухания упругих колебаний могут быть вызваны и многими другими причинами (литолого-фациальными изменениями, трещиноватостью и т.д.), а водо-нефтегазовые и водогазовые контакты часто не являются резкими сейсмическими границами, то эффективность сейсмических методов прямых поисков в значительной степени зависит от конкретных геологических условий (наличия резкой горизонтальной границы между водо-нефтегазосодержащими частями пласта, большой мощности и однородности продуктивного пласта, благоприятных поверхностных сейсмогеологических условий). Для повышения эффективности прямых поисков месторождений нефти и газа обычно применяют комплекс различных методов.

Эффективность сейсмического метода прямых поисков можно заметно повысить, если при интерпретации использовать количественные данные об упругих и поглощающих свойствах пластов, позволяющие исключить или учесть влияние мешающих факторов на результаты исследований. Применение ЭВМ при обработке результатов полевых сейсмических исследований открывает большие возможности метода для оценки упругих, поглощающих и коллекторских показателей пластов, их продуктивности, а также изменения указанных характеристик в пространстве.

Для решения этих задач необходимы данные о характере и степени влияния пористости, трещиноватости, структурно-текстурных особенностей, минерального состава, нефте- и газонасыщенности, термодинамических условий и других факторов на скорости распространения, затухание упругих колебаний в горных породах и на характер зависимости коэффициента поглощения энергии упругих волн от частоты колебаний.

Анализ результатов теоретических исследований показывает, что на величину изменения скорости распространения упругих колебаний в водо-нефте- и газонасыщенных частях пласта-коллектора влияет пористость, сцементированность, трещиноватость, глинистость, характер распределения пор по размерам и в пространстве, упругие свойства заполнителя пор и эффективное давление на скелет породы. В случае малоглинистых, слабосцементированных или трещиноватых пород-коллекторов при повышенных пластовых давлениях будет происходить наибольшая скоростная дифференциация между водо-нефте- и газонасыщенной частями пласта. Результатами экспериментальных исследований на образцах пород-коллекторов в условиях, близких к пластовым, полученных в лаборатории геоакустики Львовского филиала математической физики Института математики АН УССР, подтверждены изложенные выводы, а также установлено, что увеличение проницаемости и глинистости песчаников, уменьшение сцементированности и эффективности давления на скелет вызывает уменьшение скорости распространения и увеличение затухания продольной волны. Кроме того, показано, что параметр вязкости пород, определяемый как произведение коэффициента поглощения на скорость волны в третьей степени, зависит в основном от соотношения между трещинной и общей пористостью горных пород и сравнительно менее чувствителен к изменениям минерального состава, эффективного давления и свойств пластового флюида. По литературным данным, параметры, характеризующие зависимость поглощения упругих колебания от их частоты, определяются литологическим составом, пористостью, проницаемостью и характером заполнителя пор.

Даны рекомендации по методике интерпретации сейсмических данных.

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ИЗМЕНЕНИЯ УДЕЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН ПРИКАРПАТЬЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРЕПАДАХ ДАВЛЕНИЯ

А.П.Булмасов, О.Н.Кись

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Большинство нефтяных залежей Прикарпатья разрабатывается путем поддержания пластового давления с применением законтурного и внутриконтурного заводнения.

Ввиду широкого комплексного использования материалов гидродинамических и геофизических исследований для проектирования различных геолого-технических мероприятий возникает вопрос сопоставимости их результатов для конкретных условий работающей скважины.

Как свидетельствуют данные глубинной дифференциальной расходометрии, с увеличением давления нагнетания количественно и качественно изменяются профили приемистости. Однако основное увеличение расхода жидкости связано с возрастанием приемистости нескольких пластов, принимающих ранее 60-70% всей закачиваемой воды. Поэтому наибольший интерес представляет изучение характера изменения приемистости пластов, постоянно участвующих в фильтрации при различных перепадах давления. Исследования в этом направлении проводились в Ивано-Франковском институте нефти и газа и Центральной научно-исследовательской лаборатории путем построения зависимостей $K_{уд}=f(\Delta P)$ для каждого пласта в пределах отдельной скважины,, где: $K_{уд}$ – коэффициент удельной приемистости, определенный по показаниям глубинного расходомера; ΔP – превышение давления на забое скважины над пластовым давлением при нагнетании воды.

Анализ графиков функций $K_{уд}=f(\Delta P)$ не позволяет выявить строгую зависимость для исследуемых пластов. В то же время приуроченность точек перегиба линий к узкому диапазону давлений (ΔP = 95 – 110 атм) свидетельствует о том, что характер зависимостей подчиняется определенным закономерностям.

Создание в пласте горизонтальных и вертикальных трещин при повышенных градиентах давления сильно влияет на характер и скорость фильтрации воды в пластах.

Наличие перетоков между пластами с различными фильтрационными характеристиками обусловливает перераспределение фильтрационных сопротивлений в пластах и, следовательно, изменение удельных коэффициентов приемистости.

Кроме того, на характер данных зависимостей влияют, очевидно, особенности процессов вытеснения газированной нефти водой.

В начале закачки призабойная зона занята газонефтяной смесью, создающей малое фильтрационное сопротивление вследствие небольшой вязкости газа. При подходе к выходному сечению нефтегазового или водонефтяного фронтов создается дополнительное фильтрационное сопротивление, которое может резко уменьшить коэффициент приемистости пласта.

Следует отметить, что изменение удельного коэффициента приемистости является в данном случае функцией времени, т.е. с увеличением длительности закачки приемистость скважины ухудшается.

Анализ серии аналогичных графиков, построенных для других скважин, указывает на закономерное уменьшение $K_{уд}$ во времени, что объясняется преимущественным влиянием загрязнения призабойной зоны в процессе длительного нагнетания воды в пласты.

В разрезах приконтурных скважин, представленных коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_{уд} \leq 0.5\ м^3/сут{\cdot}атм{\cdot}м$), дифференциация кривых $K_{уд} = f(\Delta P)$ довольно слабая и даже при увеличении ΔP до 150–200 атм характер кривых существенно не изменяется.

Следовательно, характер изменения зависимостей $K_{уд} = f(\Delta P)$ для условий Прикарпатья подчиняется сложному закону. Для других районов эти зависимости значительно упрощаются и иногда аппроксимируются уравнением прямой вида $y = ax + b$.

Проведенный анализ позволил выявить некоторые факторы, влияющие на изменение удельного коэффициента приемистости.

ХАРАКТЕРИСТИКА КАЖУЩЕГОСЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОРОТЫШЕНСКИХ, ПОЛЯНИЦКИХ И БЫСТРИЦКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БИТКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.И.Прокопив

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Метод КС дает интересную информацию о геологическом строении воротышенских, поляницких и быстрицких отложений по замерам стандартного электрического каротажа, в частности об изменении их литолого-петрографического состава по площади.

Изучались в основном глинистые пачки, для которых характерны малая глубина проникновения бурового раствора и номинальный диаметр скважины, что позволяет не учитывать влияние проникновения

бурового раствора и изменения диаметра скважины на кажущееся электрическое сопротивление.

Для наглядного представления о диапазоне изменения кажущегося сопротивления по Битковской структуре были построены графики распределения и карты равных значений кажущегося сопротивления для каждой из указанных стратиграфических толщ.

Анализ графиков распределения показывает, что для всех этих толщ устанавливается нормальный закон распределения сопротивлений, свидетельствующий об аналогичных условиях их осадконакопления.

Для трех толщ (Wr, Pl, βt) диапазон изменения кажущегося электрического сопротивления (КС) составляет 4-20 ом, а характерные значения соответственно равны 7,10,15 ом.

Сравнительно большой диапазон изменения кажущегося электрического сопротивления обусловлен, с одной стороны, изменением глинистости, а с другой - влиянием тектонических факторов (уплотнение, разрушение, трещиноватость и т.п.).

На карте равных значений КС для отложений βt видно, что характерные значения на юге близки к 10 ом, а на севере - к 7 ом. Кроме того, отмечается узкая полоса пониженного значения кажущегося сопротивления, пересекающая структуру с ЮВ на СЗ, и приуроченная к региональному продольному нарушению. Аналогичная полоса пониженного значения КС в северной части структуры протягивается с ЮЗ на СВ в районе скважин № 265,515,516,542, которая, возможно, также связана с разломом.

Более дифференцирована карта равных значений КС для Wr отложений, на которой выделяется шесть типов полей с разными значениями КС. Эта карта очень сходна с картой равных значений гамма-активности по Битковской структуре.

Анализ характера изменения КС по вертикали и по площади позволяет выделить в пределах структуры глинистые, аргиллитистые, песчанистые участки, а это дает возможность судить о качестве "покрышек" и характере нарушений горных пород.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКТОНИКИ

(На примере Надворнянского нефтепромыслового района)

И.И.Прокопив

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Выделение тектонических нарушений по промыслово-геофизическим данным в основном производится в процессе корреляции разрезов стратиграфических толщ, причем основанием для выделения нарушения служат или резкие изменения мощностей от скважины к скважине, или даже полное выпадение из разреза каких-либо толщ. Однако фиксации нарушений в самих скважинах почти не учитываются.

Нами сделана попытка выделения интервалов тектонических нарушений по отдельно взятой скважине путем анализа некоторого комплекса промыслово-геофизических исследований, выполненного в этой же скважине при одинаковых скважинных условиях.

Интервалы тектонических нарушений должны проявиться на кривых удельного электрического сопротивления (КС), естественных электрических полей (ПС), термометрии начального восстановительного поля (НВТП - t^o) и кавернометрии ($d_{скв}$).

В этих интервалах удельное электрическое сопротивление отличается от выше и ниже лежащих пород, создаются благоприятные условия для образования ПС, в основном, фильтрационного характера, аномалий температуры (t^o) за счет проникновения бурового раствора или поступления флюида в скважину (напр.скв.Луги-I, интервал 4210-4230 м) увеличения диаметра скважины, по сравнению с номинальным, за счет раздробленности зоны.

В результате анализа комплекс промыслово-геофизических исследований скважин Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, в которых установлены тектонические нарушения по другим данным, нами выявлены зависимости между характером кривых КС, ПС, t^o, $d_{скв}$ и зонами тектонических нарушений.

Интервалы тектонических нарушений, как правило, характеризуются пониженным удельным электрическим сопротивлением по сравнению с вмещающими породами, наличием аномалий на кривых ПС и термометрий (t^o), увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным.

Наличие характерных аномальных значений перечисленных геофизических параметров свидетельствует о имеющихся нарушениях. Наоборот, отсутствие хотя бы одного характерного признака говорит о том, что нарушений нет.

Таким образом, для уверенного выделения зон (интервалов) тектонических нарушений необходимо учитывать характер кривых этих четырех признаков, поскольку отсутствие хотя бы одного из них может привести к ложным выводам.

ВЛИЯНИЕ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ НА НЕКОТОРЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КОЛЛЕКТОРОВ ПРЕДКАРПАТЬЯ

М.М.Сорока, В.И.Шеленко

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что с увеличением всестороннего давления удельное сопротивление коллекторов изменяется в широких пределах. Наибольший градиент изменения (увеличения) сопротивления соответствует давлению до 200–400 ат, наибольшее увеличение сопротивления (в 2,3–2,6 раза при давлении 600 ат) наблюдается в породах с небольшой пористостью.

Всестороннее сжатие, увеличивая сопротивление образцов, одновременно уменьшает пористость. При одном и том же давлении сопротивление образца может увеличиться в несколько раз, а пористость уменьшится лишь на несколько процентов. Такое увеличение сопротивлений вызвано не только уменьшением объема поровых каналов, заполненных жидкостью, но и связано, очевидно, с изменением структуры порового пространства породы.

Наибольшее увеличение сопротивления, как следует из результатов исследований, характерно для образцов пород, обладающих низкой пористостью и проницаемостью, т.е. для пород с минимальным радиусом капилляров, так как относительное изменение площади сечения тонких капилляров по сравнению с большими капиллярами будет существенно выше при одинаковой внешней нагрузке.

Одним из основных факторов, определяющих количество и распределение мелких пор в песчано-глинистой породе, является глинистость породы, поэтому величина изменения удельного электрического сопротивления зависит не только от абсолютной величины пористости, но и от величины глинистости. Кроме того, на основании фактических данных можно предположить, что степень увеличения сопротивления от всестороннего давления зависит также и от проницаемости породы. При одинаковых значениях пористости относительное увеличение сопротивления тем больше, чем меньше проницаемость.

Поскольку всестороннее сжатие сильно влияет на увеличение сопротивления пород (особенно низкопористых), а также и на уменьшение хотя и в значительно меньшей степени чем коэффициент пористости, при построении зависимостей удельного сопротивления (параметром пористости) от коэффициента пористости необходимо вводить специальные поправки на влияние давления.

О ВОЗМОЖНОСТЯХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИ РЕШЕНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ

Г.И.Петкевич, Т.З.Вербицкий, О.В.Шеремета

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Акустический каротаж все чаще применяется в практике исследований нефтяных и газовых скважин как метод для определения коллекторских свойств горных пород.

В группе геоакустики Львовского филиала Института геофизики АН УССР для изучения связей между акустическими и коллекторскими характеристиками проводятся комплексные лабораторные исследования петрофизических осадочных пород нефтегазоносных провинций Украины.

Этими исследованиями экспериментально установлено влияние на скорость продольных волн пористости, структуры порового пространства, количества и минералогического состава цемента. Показано, что пористость (больше 3-4%) существенно не влияет на затухание упругих колебаний в породе. Диссипативная характеристика, определяемая как произведение куба скорости на затухание, зависит главным образом от соотношения между трещинной и общей пористостью, т.е. от типа коллектора.

По результатам лабораторных исследований акустических и коллекторских свойств в условиях, близких к пластовым, разработаны некоторые приемы выделения пород-коллекторов по данным акустического каротажа и установлены корреляционнные уравнения для определения пористости песчаников в конкретных геологических условиях.

Предлагается выделять гранулярные коллекторы по пониженным значениям скоростей и затухания продольных волн, а породы с повышенной трещиноватостью - по высоким значениям коэффициента затухания и диссипативной характеристики. Количественные значения пористости определяются с помощью соответствующих корреляционных уравнений по диаграмме интервального времени, регистрируемой в процессе акустического каротажа.

НЕЙТРОННО-ЗАМЕДЛЯЮЩИЕ СВОЙСТВА ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ

И.А.Козачок, Я.-М.Е.Ризник

Институт геофизики АН УССР

Среди методов промысловой геофизики, перспективность применения которых в глубоких и сверхглубоких скважинах оценивается положительно, ведущими являются методы ядерной геофизики. В частности, при изучении коллекторских свойств пород в их естественном залегании на больших глубинах, по-видимому, достаточно эффективным окажется нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННМ-нт). В связи с этим практический интерес представляет изучение нейтронных свойств геологических сред и в первую очередь нейтронно-замедляющих параметров насыщенных флюидом коллекторов в условиях высоких пластовых давлений и температур.

На основе теории замедления нейтронов в P_2 – приближении метода сферических гармоник исследуется влияние повышенных термодинамических параметров на длину замедления L_s и плотность нейтронов N точечного полиэнергетического источника, замедленных до энергий индиевого резонанса (I,44 эв) в бесконечной однородной среде. В качестве модели геологической среды на первом этапе исследований выбраны водонасыщенный кварцевый песчаник с плотностью скелета 2,65 г/см^3 и пористостью I-40%, а также вода – имитирующие соответственно насыщенный пластовым флюидом коллектор и скважинную жидкость.

Расчеты выполнялись на ЭВМ "Минск-22" для трех типов нейтронных источников (полоний-бериллиевый, радий-бериллиевый, нейтроны деления урана-235) при изменении термодинамических условий в пределах: а) температуры 20-500°С; б) пластового давления 500-2500 бар, что соответствовало глубине (Н) залегания породы до I5 км.

Относительно слабая зависимость основных характеристик поля надтепловых нейтронов от термодинамических параметров (с учетом возможных пределов их изменения на заданных глубинах), а также от состава пород, минерализации пластовых вод и структуры порового пространства позволяет считать ННМ-нт в принципиальном плане перспективным для оценки пористости водоносных пород-коллекторов в глубоких и сверхглубоких скважинах.

ДЛИНА ЗАМЕДЛЕНИЯ НЕЙТРОНОВ В НЕФТЕНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

И.А.Козачок, Я.-М.Е.Ризник

Институт геофизики АН УССР

В настоящее время прогнозные запасы нефтяных углеводородов связываются в основном с глубокозалегающими комплексами осадочных пород, заполняющих предгорные прогибы, внутригорные и внутриплатформенные впадины, а также платформенные склоны, примыкающие к геосинклинальным областям. Для выявления и освоения их промышленных залежей необходимо бурить глубокие и сверхглубокие скважины и определять коллекторские свойства вскрытых пород с помощью промыслово-геофизических исследований. Одним из наиболее перспективных методов оценки пористости коллекторов на больших глубинах, по-видимому, можно считать нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННМ-н). В связи с этим интерес представляет изучение нейтронно-замедляющих параметров нефтеносных пород в зависимости от глубины их залегания.

Теоретически исследуется влияние глубинных факторов на длину замедления нейтронов, тесно связанную с пористостью пород. В качестве модели коллектора выбран чистый известняк с минералогической плотностью 2,72 г/см^3, пористость которого изменялась в пределах I–40%. Предполагалось, что поры (трещины) коллектора полностью насыщены нефтью. Идеализированной моделью пластовой нефти служила смесь природных углеводородов с эмпирической формулой $C_{9,98}H_{20,3}$. Эта смесь имитирует легкую нефть, которая на больших глубинах предположительно находится в нефтеконденсатном состоянии. Удельный вес пластовой нефти существенно зависит как от термодинамических условий залегания, так и от ее газонасыщенности, имеющей тенденцию к возрастанию с глубиной. Под воздействием этих факторов плотность нефти быстро убывает с глубиной, приближаясь на больших глубинах к плотности термически устойчивой смеси метана и его гомологов, примерно отвечающей по составу ископаемому жирному газу. Исходя из этой модели были проэкстраполированы усредненные фактические данные о плотности легкой нефти Внутренней зоны Предкарпатского прогиба на глубины 4–I5 км и рассчитаны относительные изменения длины замедления нейтронов до энергии I,46 эв в зависимости от пористости известняка и глубины его погружения (до I5 км).

Полученные данные позволяют сделать следующие выводы:

1) под влиянием глубинных факторов (температура, давление, газонасыщение флюида) при фиксированной пористости нефтеносных коллекторов с увеличением глубины длина замедления нейтронов растет. В частности, на глубине 15 км относительное увеличение L_s в коллекторах с пористостью 20% может достигать 26%;

2) степень влияния повышенных термодинамических параметров на величину L_s в коллекторах нефти находится в прямой зависимости от их общей пористости (объемного флюидосодержания). Например, если в малопористом известняке с объемным нефтенасыщением 3% относительное изменение L_s, даже за счет тех давлений и температур, которые соответствуют глубинам до 15 км, не превышает 10%, то для коллектора с пористостью 40% это изменение достигает уже 37%;

3) характер относительного изменения длины замедления нейтронов в нефтеносных коллекторах существенно отличается от аналогичных эффектов в породах, насыщенных водой. Если в последних градиент возрастания величины L_s очень медленно изменяется с глубиной, то в нефтенасыщенных коллекторах эта величина резко возрастает только в начальном интервале глубин до 6–7 км, а затем быстро выполаживается и почти не изменяет своих значений вплоть до глубины 15 км. Так, для коллекторов пористостью 3 и 20%, насыщенных нефтью пониженной плотности, величина L_s возрастает на глубине 7 км примерно на 10 и 26% соответственно. При дальнейшем увеличении глубины залегания до 15 км относительное изменение L_s в этих коллекторах не превышает 0,5%;

4) длина замедления нейтронов в нефтеносных коллекторах подвержена влиянию высоких давлений и температур сильнее (по крайней мере в интервале глубин 3–7 км), чем в породах с той же пористостью, насыщенных водой.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ЕМКОСТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ИХ ПОЛЯРИЗАЦИОННОМУ ЭФФЕКТУ

А.Ф.Сергатюк, В.С.Сизоненко, Э.В.Семенов

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Поляризационный эффект, наблюдаемый в горных породах после протекания через них постоянного тока, представляется как сложное явление, отображающее суммарный эффект хотя бы двух сравнительно простых, но различных по природе, интенсивности и длительности существования электрофизических переходных процессов – быстрого, связанного с явлениями на границе раздела твердой и жидкой фаз в области двойного электрического слоя, и относительно медленного, обусловленного в основном концентрационно-диффузионными изменениями в поровой жидкости. Такая трактовка поляризационного эффекта требует выделения тех его компонент спада, природа которых обусловливает их наиболее тесную связь с изучаемыми свойствами ионопроводящей среды.

Обосновывается целесообразность изучения быстрых переходных процессов, изменяющихся в микросекундном диапазоне. Связь этих быстропротекающих переходных процессов с пограничной зоной раздела фаз, строение которой в условиях горной породы определяется в основном физико-химическими свойствами, и, следовательно, с поверхностными состояниями твердой минералогической фазы указывает на возможность использования их параметров для изучения вещественного состава и структурно-емкостной характеристики пород.

Экспериментальными работами по изучению поляризационных свойств различного типа горных пород установлена довольно четкая взаимосвязь параметров быстропротекающих переходных процессов вызванной поляризации (ВП) с их физико-литологической характеристикой. Показана чувствительность этих быстрых процессов ВП к дисперсности песчано-глинистых образований и их коллекторским свойствам, а также к минералогическому составу глин, что согласуется с имеющимися данными на различие их поверхностных свойств, в частности, на закономерности изменения величины электрокинетического потенциала глин в зависимости от их минералогии и катионного насыщения.

Результаты лабораторных исследований, выполненных на образцах горных пород, хорошо согласуются со скважинными наблюдениями. Анализ каротажных диаграмм переходных процессов, записанных в разное

время после действия поляризующего тока, дополняет сведения об изучаемых породах, позволяет повысить однозначность физико-литологического расчленения разреза скважин и с бо́льшей точностью оценить емкостную характеристику пород-коллекторов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ГРАВИТАЦИОННОГО КАРОТАЖА

В.Н.Панасенко, Ж.И.Дулиба

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Эффективность геофизических исследований скважин в значительной мере зависит от полноты и качества интерпретации измерений. Наиболее эффективно эта задача может быть решена при условии автоматизации способов обработки и интерпретации получаемых данных. Сейчас много внимания уделяется методам интерпретации, основанным на новых разработках математики и применении ЭЦВМ. Среди новых разработок современной математики, которые можно применить в геофизике, особое место занимает математическая теория оптимального управления. Общая задача оптимального управления объектом $x=f(x,u)$ $u \in U$ формулируется следующим образом.

В фазовом пространстве X даны две точки x_0 и x_1. Из всех допустимых управлений $u(t)$, $t_0 \le t \le t_1$, переводящих фазовую точку из положения x_0 в положение x_1, необходимо выбрать такое, которое придает функционалу $I = \int_{t_0}^{t_1} f^0(x,u)\,dt$ наименьшее возможное значение.

Одним из перспективных геофизических методов исследования скважин является гравитационный каротаж. Однако теория интерпретации в гравитационном методе далека от завершения, что связано, очевидно, со сложностью и громоздкостью необходимых вычислительных операций. Эффективность интерпретации данных гравитационного каротажа повышается при использовании математичеокой теории оптимального управления с применением ЭЦВМ.

Предлагается метод решения обратной задачи гравитационного каротажа, опирающийся на теорию оптимального управления.

Гравитационный метод устанавливает распределение масс, соответствующих измеренному в скважине гравитационному полю.

Трудность решения этого вопроса связана с многозначностью обратной задачи теории потенциала: одному и тому же распределению гравитационного поля вне масс соответствует бесконечное число распределений масс.

Однозначность решения обратной задачи гравиразведки имеет место только при некоторых ограничениях, накладываемых на распределение масс. Однако общие условия, обеспечивающие однозначность решения этой задачи, до настоящего времени не выяснены.

Вместе с тем существуют категории ограничений, известных интерпретатору, которые могут обеспечить если не точное решение, то, во всяком случае, близкое к действительности. Такими ограничениями являются границы практически возможных колебаний плотности гравитационных масс.

Обратную задачу гравитационного каротажа можно решать как уравнение Пуассона, которому удовлетворяет гравитационное поле:

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} = 4\pi\delta(x,y).$$

Такой подход к решению обратной задачи позволяет применить математическую теорию оптимального управления. Для применения последней нужно заменить уравнение Пуассона системой линейных дифференциальных уравнений первого порядка.

В качестве интервала определения функции $U(t)$ можно принять любой интервал $[0,T]$ заведомо больших глубин залегания масс. Согласно теореме о единственности решения, любое решение будет близким к реальному, а в качестве критерия оптимальности можно принять оптимальность по быстродействию.

Задача решалась с применением ЭЦВМ "Урал-2". В основу алгоритма для составления программы была положена вычислительная схема Нейштадта – Итона. Решение дало хорошее приближение к теоретической модели.

Из изложенного следует:

1) теория оптимального управления пригодна для решения обратной задачи гравитационного каротажа;

2) существуют реальные предпосылки разработки новых вычислительных схем решения поставленной задачи.

ВЫДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ ГАЗОНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ АКТИВАЦИИ НА ФТОР

А.М.Арискин, В.Я.Бардовский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

На территории Предкарпатского прогиба в сводах антиклинальных поднятий по данным разработки выявлены улучшенные коллекторские свойства палеогеновых отложений. Очевидно, изменение коллекторских свойств связано с трещиноватостью отложений в присводовых частях поднятий (Н.А.Николаенко, Р.А.Гнатюк и др.). Применяемым комплексом геофизических исследований и по анализам керна установить наличие трещинной пористости невозможно.

В связи с этим представляют интерес исследования по применению метода АК на фтор для выделения трещинно-поровых коллекторов газа, выполненные на Угорал-Кемпыртюбинском газовом месторождении. Данная методика может быть использована на месторождениях Предкарпатья.

Продуктивные отложения Угорал-Кемпыртюбинского месторождения представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, реже известняков. Открытая пористость в интервале газонасыщенных пород колеблется в пределах 3-10%, проницаемость коллекторов обусловлена в основном их трещиноватостью.

Применяемый комплекс промыслово-геофизических исследований (БЭЗ,ПС,НГК,ГК, кавернометрия) практически не выделяет в разведочных скважинах данного месторождения газоносные коллекторы, представленные трещинно-поровым типом. Поэтому для решения поставленной задачи применялся метод АК на фтор, который заключается в следующем.

В скважину после проходки или окончания бурения интересующего интервала закачивается 5%-ная смесь порошка плавикового шпата и бурового раствора. При закрытом устье под давлением 50-60 атм буровой раствор задавливается в стенки скважины. После этого проводится промывка и исследование методом АК.

Запись производится при спуске и подъеме скважинного снаряда, который перемещается со скоростью примерно 540 м/час.

Используется полониево-бериллиевый источник нейтронов активностью порядка $2 \cdot 10^7$ н/сек.

Регистрируется гамма-излучение с энергией более 2,5 Мэв, что обусловлено в основном распадом радиоактивного изотопа O^{16}.

При совмещении кривых по расхождению регистрируемой интенсивности выделяются интервалы проникновения бурового раствора. Аномальный эффект за счет активации фтора, проникающего в пласт, составляет 80-100%.

Результаты исследований по выделению трещинно-поровых коллекторов подтверждены опробованием.

Возможно качественное определение объема жидкости с содержанием фтора, задавливаемого в пласт, т.е. определение открытой пористости.

ВЫДЕЛЕНИЕ ПОЛЕЗНОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ФОНЕ ПОМЕХ ПРИ ГИДРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

А.И.Бабий, Ю.Ф.Ткаченко

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В 1970-1971 гг. был проведен комплекс гидрогеофизических исследований, включающий в себя методы электроразведки (ВЭЗ, ВП, ЭП), градиентометрию и радиометрию. Задача выделения водоносной толщи в пределах ледникового песчано-глинистого разреза решалась по результатам методов ВЭЗ и ВП. Другие методы были апробированы для получения дополнительной гидрогеологической информации об интересующей части четвертичного разреза.

Анализ полевых материалов градиентометрии, ЕП и радиометрии показал, что выделение полезной информации в этом случае затруднено разными промышленными помехами. Особенностью градиенто- и радиометрии является также незначительная величина измеренных значений полей, связанных с водоносной толщей. В связи с этим возник вопрос о выделении особенностей геофизических полей при наличии помех.

В настоящее время существуют методы, использующие для выделения незначительных по величине аномалий элементы частотной фильтрации. К ним можно отнести широко используемые при обработке осреднения наблюденных функций пересчеты на высоту и т.п. Недостатком указанных методов обработки является искажение формы аномалий.

Наибольший интерес представляют методы, дающие наименьшее искажение формы исходных графиков. В этом случае в качестве характеристики фильтра удобно использовать функцию, определяемую равенством

$$\varphi(\alpha,\lambda)=\begin{cases}1 & \text{при } \alpha \le \lambda \\ 0 & \text{при } \alpha > \lambda\end{cases}.$$

Фильтр с такой характеристикой позволяет значительно уменьшить влияние случайных погрешностей при минимальных искажениях форм аномалий.

Пусть $C(\alpha)$ - спектральное распределение измеренной величины, тогда функция $[C(\alpha,\lambda)]_\varphi = C(\alpha)\,\varphi(\alpha,\lambda)$ представляет собой спектральное распределение аномалии, отфильтрованной от случайных ошибок.

Перейдя от спектров к функциям, получаем

$$[y(x)]_\phi = \frac{1}{\pi}\int_0^\infty [C(\alpha,\lambda)]_\phi d\alpha = \frac{1}{\pi}\int_0^\infty y(\alpha,\lambda)d\alpha \int_{-\infty}^{+\infty} y(t)\cos\alpha(t-x)dt.$$

Окончательное выражение для аномалии, отфильтрованной от случайных погрешностей измерений, представляется в виде

$$[y(x)]_\phi = \frac{K}{2\pi}\left\{y(x) + \sum_{n=1}^{m}[y(x+n)+y(x-n)]\frac{\sin\frac{K}{2}n}{\frac{K}{2}n}\right\},$$

где $y(x)$ – измеренное значение геофизических параметров; $n = 0; 1; 2; \ldots;$ K – величина, зависящая а) от m – числа точек наблюдений, приходящихся в среднем на одну аномалию; б) от величины отношения значения среднеквадратичной погрешности к среднеквадратичной величине аномалии. Задача фильтрации сводится к определению величины K, для чего необходимо: 1) для данного вида геофизической съемки определить m – минимальную ширину интересующей нас аномалии; 2) определить a_A^{-2} – среднеквадратичную величину аномалии; 3) по контрольным наблюдениям вычислить a^{-2} – среднеквадратичную величину погрешности наблюдений.

Величина a_A^{-2} в полевых условиях является практически неизвестной. В этом случае для определения a_A^{-2} можно использовать выражение $a_H^{-2} = a^{-2} + a_A^{-2}$,

где a_H^{-2} – среднеквадратичное значение наблюденных геофизических параметров.

Таким образом, целесообразно при обработке полевых материалов геофизических исследований при гидрогеологических изысканиях предварительно сглаживать наблюденные параметры с помощью указанного способа. Причем наибольший эффект может быть достигнут в случае, когда объект поиска создает незначительные по величине аномалии.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕЛЕЙ В РАЙОНЕ СТЕБНИКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

Е.В.Кирик

Львовский государственный университет

В пределах одного из крупнейших месторождений калийных солей Предкарпатья – Стебникского месторождения интенсивно осваиваются новые площади, расширяется поле старого рудника, построен Ново-Стебникский калийный комбинат.

В процессе строительства и эксплуатации выявилась недостаточная изученность гидрогеологических и инженерно-геологических условий месторождения, что очень усложняет ведение горных работ.

Обычно месторождения калийных солей в какой-то степени обводнены природными рассолами и минерализованными водами. В связи с этим на соляных рудниках ежегодно тратятся огромные средства на борьбу с подземными водами, причем боязнь затопления горных выработок вынуждает горняков оставлять в целиках большое количество солей.

Поэтому для выбора наиболее экономичных параметров систем разработки залежей соли потребовалась более полная гидрогеологическая характеристика месторождения и встал вопрос о постановке геофизических исследований в пределах Стебникского месторождения.

Целевым назначением этих работ, наряду с дальнейшим совершенствованием и разработкой методики геофизических исследований, явились поиски зон скопления рассолов и пород, насыщенных минерализованными водами.

Для решения этой задачи были проведены электроразведочные работы в масштабе I : 2000 методами вертикального электрического зондирования (метод ВЭЗ) и электропрофилирования (метод срединных градиентов).

По результатам работ составлены карта изогипс и изомощностей зон скопления минерализованных вод, карта изоом и геолого-геофизических разрезов, на которых показаны наиболее опасные участки для проведения горнопроходческих работ. При интерпретации полученных материалов аномальные зоны были увязаны с литологическим и вещественным составом пород изучаемого разреза, а также с его гидрогеологической характеристикой.

Подтверждение полученных результатов данными бурения свидетельствует о правильности примененной методики полевых наблюдений, приемов качественного и количественного их истолкования и в целом об эффективности применения электроразведки для выявления зон скопления минерализованных вод.

ОБ ОЦЕНКЕ ХАРАКТЕРА СТРУКТУРЫ ЗАЛЕЖЕЙ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ МЕТОДАМИ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ В ПРЕДКАРПАТЬЕ

Я.С.Сапужак, В.И.Шамотко

Львовский филиал математической физики Института математики АН УССР

Месторождения калийных солей Предкарпатья отличаются значительной сложностью геологического строения и представлены разнообразными, зачастую сильно дислоцированными складками, осложненными разрывными нарушениями. Все это затрудняет разведку залежей, рациональное размещение и обоснование проектных глубин поисково-разведочных скважин, корреляцию вскрываемых рудных тел и последующий подсчет их запасов.

В связи с этим в последние годы перед электроразведкой, широко применяемой для оконтуривания площади развития соленосных отложений и солевых тел в их толще, расчленения последних на отдельные пласты и их прослеживания, возникла принципиально новая и сложная задача – определение характера структуры месторождения, а в благоприятных геоэлектрических условиях – морфологии солевых тел.

Во Львовском филиале Института геофизики АН УССР решение этой задачи осуществлялось двусторонними дивергентными установками, основанными на измерении разности градиентов асимметричными приемными полулиниями, и потребовало проведения специальных теоретических, экспериментальных лабораторных и опытных полевых исследований.

Основным результативным материалом при определении структуры залежей солей являлись разрезы $\Delta\rho_k$, интерпретация которых носила количественный (при наличии данных бокового каротажа скважин) или качественный характер. В первом случае по оси глубин откладывался полуразнос питающей линии АВ/2, во втором – глубина залегания электрических горизонтов.

Структурные построения, проведенные по материалам опытных полевых работ на известных месторождениях калийных солей, хорошо увязываются с данными бурения и в первом приближении отображают характер структуры солевых тел, а на перспективных калиеносных площадях подтверждаются последующим бурением.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОПИСАНИЯ ДИСКРЕТНЫХ ПРОЦЕССОВ

А.И.Кобрунов, В.Н.Панасенко

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В теории и практике геофизики часто применяются процессы дискретного характера, для эффективного оперирования которыми необходимо их математическое описание. Иными словами, задача сводится к отысканию кусочно-непрерывной функции, описывающей данный дискретный процесс. Отыскание подобной функции часто осложнено громоздкими вычислениями , а иногда и невозможно. Для описания дискретных периодических процессов, представляющих собой интервальную комбинацию некоторого другого процесса, а также для решения обширного класса задач как прикладного, так и теоретического характера, предлагается новый вид функций, названных циклическими.

Представление о циклических функциях базируется на понятии "циклической варианты", т.е. повторяющаяся комбинация отрезков числовой оси (получивших название "внутренних интервалов циклирования"). Причем циклическая варианта, имея начальную точку, не имеет конца, т.е. представляет собой луч. Каждая точка циклической варианты проектируется в некоторую точку числовой оси. Проектирование ведется при следующих условиях:

1) числовая ось и циклическая варианта должны находится в одной плоскости;

2) числовая ось должна быть параллельна циклической варианте;

3) положительное направление числовой оси должно совпадать с направлением циклической варианты (луча);

4) проекцией начальной точки циклической варианты, которой отвечает вещественное число C_1^H , должна явиться точка C_1^N числовой оси.

Общим случаем всех циклических функций является выделенный нами так называемый "n-арный цикл" функции $f(x)$, определяемый следующим образом.

Определение: n-арным циклом функции $y=f(x)$ будем

называть функцию, записываемую в виде $y=\langle k \rangle \begin{matrix} C_1^6 \\ C_2^6 \\ C_3^6 \\ C_4^6 \\ C_5^6 \\ C_6^6 \end{matrix} f(x)$,

значение которой в каждой точке числовой оси (x_0) тождественно равно значению функции $y=f(x)$ в точке циклической варианты ($\bar{x}$) и проекция которой на числовую ось есть точка (x_y). Величины, стоящие в пределах знака "цикл" (*cikl*), определяют все параметры данной циклической варианты, являясь границами внутренних интервалов циклинирования.

Функция ($f(x)$), стоящая под знаком цикла, получила название циклируемой функции.

Преимущество описания сложных дискретных процессов через циклические функции перед существующими методами заключается в том, что циклические функции позволяют описывать дискретные процессы как единое целое и с любой степенью точности при сравнительно небольшом количестве предварительных расчетов.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УГЛЕНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

Н.Е.Маковский

Львовская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

Разведанные в бассейне месторождения углей приурочены к отложениям намюрского яруса нижнего карбона и частично к башкирским отложениям среднего карбона. Эти отложения достаточно полно изучены на всей площади их распространения, исключая юго-западную часть бассейна, где отложения карбона погружены на глубину более 500 м. Значительное увеличение запасов намюрских и башкирских углей за счет выявления новых месторождений на ранее изученных площадях мало вероятно.

Потенциальным резервом для выявления новых месторождений каменного угля в пределах Львовско-Волынского бассейна являются угленосные отложения визейского яруса.

Широкие поисковые работы на каменный уголь во Львовско-Волынском бассейне проводились в 1946-1950 гг. На первом этапе работы были сосредоточены главным образом в восточной части бассейна, на площади распространения визейских отложений с неглубоким их залеганием. В этот период было выявлено и разведано Бусское месторождение.

При проведении указанных работ отложения карбона были изучены в основном до глубины 300-400 м и по единичным скважинам до 500 м. В западной и особенно в юго-западной части бассейна отложения визе залегают на бо́льших глубинах и при проведении поисковых работ изучены не были. Изучение разрезов визе в восточной части бассейна позволили сделать выводы о бесперспективности этих отложений для выявления промышленных месторождений угля. В это же время были

выявлены и впоследствии разведаны месторождения, приуроченные к отложениям намюрского яруса. Работы по изучению угленосности визейских отложений почти полностью были прекращены.

В 1969 г. при доразведке на полях Великомостовских шахт отдельные скважины были углублены до визейских отложений, в верхней части которых был выявлен пласт угля V_6 с рабочей мощностью (0,8 – 1,2 м).

С 1970 г. Львовская геологическая экспедиция возобновила поисковые работы на визейские угли. Поисковыми скважинами вскрыт полный разрез отложений карбона. В разрезе визейских отложений выявлено до 30 прослоев и пластов угля, из которых 16 пластов достигает мощности 0,4 м и 8-9 пластов имеют в отдельных пересечениях мощность более 0,6 м.

Наиболее угленосными являются верхние горизонты визейского яруса – иваничская и порицкая свиты.

При проведении поисковых работ наиболее полно изучена площадь, расположенная между Межреченским и Тягловским месторождениями намюрских углей, именуемая участком Межречье Западный.

На этом участке в толще визейских отложений рабочей (более 0,6 м) мощности достигают все основные пласты ($V_6 - V_8$), при этом только пласт V_8 сохраняет рабочую мощность на значительной по размерам площади. Площадь распространения остальных пластов с рабочей мощностью ограничена. Мощность пласта V_8 колеблется в пределах 0,6-1,4 м при средней мощности около 1 м. Глубина залегания – 470-720 м.

Пласт V_8 прослежен также на Межреченском месторождении в скважинах Львовско-Волынского управления шахтной геологии МУП УССР.

По качеству основные пласты визейских углей сходны между собой. Средние показатели качества угля пласта V_6 по пробам, отобранным на участке Межречье Западный, сводятся к следующему: A^c – 14,1%; V^r – 33,6%; $S_{об}$ – 1,64%; Q^c_s – 7324 ккал/кг; Q^r_s – 8649 ккал/кг. Толщина пластического слоя ("y") колеблется в пределах 20-26 мм.

По микроструктуре и вещественному составу угли относятся к дюрено-клареновым и клареновым. По степени восстановленности угли являются маловосстановленными типа "а" и "аб".

Наличие промышленных пластов угля в визейских отложениях, при ограниченных запасах намюрских углей – признак необходимости проведения широких поисковых работ на визейские угли.

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ УГЛЕНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКОГО ЯРУСА ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО БАССЕЙНА

В.А.Кушнирук, Б.С.Попель, В.И.Селинный

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР,
Львовско-Волынское управление шахтной геологии

Выявление площадей с промышленной угленосностью в визейских отложениях имеет для Львовско-Волынского бассейна большое практическое значение, поскольку это позволит увеличить балансовые запасы углей и таким образом продлить жизнь действующих шахт.

Для этого в южной части бассейна на полях шахт № 3,4,6,7,10 великомостовских и № 1 и 2 червоноградских проведен комплекс геологоразведочных работ, результаты которых сводятся к следующему.

На упомянутой площади в последние годы (1968-1972 гг.) глубоким бурением в визейских отложениях зафиксировано 33 пласта и прослойка углей, из которых пласты v_1, v_1^1, v_2, v_2^1, v_4 и v_6. на отдельных участках имеют рабочую мощность (т.е. более 0,6 м).

Особого внимания заслуживает пласт v_6 – юбилейный, который на значительной площади характеризуется относительно устойчивой мощностью (0,6-1,65 м, в среднем 0,96 м). Уголь, слагающий пласт, в основном дюрено-клареновый, полублестящий, неоднородный, хрупкий, трещиноватый. Главным составляющим его микрокомпонентом является витринит (69,1-85,2%), в меньшей степени – семивитринит (0,6-4,6%), фюзинит (9,0-22,3%), лейптинит (2,4-8,9%). Химико-технологические параметры угля колеблются в следующих пределах: влага аналитическая – 0,6-2%, зольность абсолютно сухого угля – 4,6-24,9%, летучих на горючую массу – 29,6-39,1%, сера общая в абсолютно сухом угле – 0,6-2,7%; теплотворная способность горючей массы угля – 8485-9144 ккал/кг; пластометрические координаты – x – 16-54 мм, y – 9-20 мм; элементарный состав горючей массы в среднем: углерода – 86,2%, водорода – 5,3, серы – 1,1, азота и кислорода в сумме – 7,4%. По степени углефикации уголь этого пласта может быть отнесен к марке газовых – $Г_{12}$.

Пласт v_6 находится в зоне метановых газов. Природная газоносность его колеблется в пределах 14-27 $м^3/т$ горючей массы.

Проведенные работы дали возможность оценить запасы разведанных углей, изучить их качество, гидро- и горно-геологические условия эксплуатации. На основании этих данных промышленные организации получили конкретные рекомендации по разработке визейских углей в южной части бассейна (Межреченское, южная часть Забугского месторождений).

СВЯЗЬ УГЛЕНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО БАССЕЙНА С ТЕКТОНИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

М.Ю.Федущак, Л.М.Радченко

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В разрезе карбона Львовско-Волынского бассейна по угленосности, в количественном отношении, визейские отложения занимают ведущее место. Они содержат 33 угольных пласта и пропластка, что составляет более 50% общего количества. Угольные пласты в разрезе визейского яруса распределены неравномерно, имеют ограниченное пространственное распространение и небольшие мощности, что, очевидно, связано с различным тектоническим режимом во время формирования толщи визейских отложений в целом.

На основании литологических и палеонтологических исследований визейские отложения подразделены на семь свит, сложенных различными литологическими типами пород, что свидетельствует о различных условиях их образования.

По условиям формирования отложения визейского яруса могут быть подразделены на две части: нижнюю, куда входят (снизу вверх) олесковская, буская, яхторовская, владимирская и устилугская свиты, и верхнюю, представленную порицкой и иваницкой свитами. Основными отличительными чертами этих частей разреза является различное количественное содержание морских, переходных и континентальных фаций.

Первая, нижняя часть, сложена в основном (80-85%) известняками, доломитизированными известняками, аргиллитами, алевролитами и песчаниками, содержащими морскую фауну. Только в отдельные небольшие промежутки времени на этой территории наблюдаются кратковременные регрессии, способствующие образованию переходных и континентальных отложений, в том числе болотных фаций. Характерной чертой последних является небольшая мощность и неповсеместное распространение.

Во второй, верхней части, наблюдается значительное бо́льшее развитие (до 40%) континентальных фаций, а количество морских заметно уменьшается. В этой части разреза визейского яруса, по сравнению с предыдущей нижней, среди морских отложений сильно развиты аргиллиты и известняки. Континентальные отложения здесь имеют значительно бо́льшую мощность и пространственное распространение. К самой верхней части визейского яруса приурочены угольные пласты V_5 и V_6, имеющие на некоторых участках южной части бассейна рабочую мощность.

Территория Львовско-Волынского бассейна системой сбросов разбита на пять участков (блоков), простирающихся с северо-запада на юго-восток. Анализ мощностей визейских отложений показал, что каждый такой блок развивался с различной интенсивностью. Последнее привело к формированию на территории бассейна различных мощностей угольных пластов. Так, на севере бассейна мощность пластов l_5 и l_6 составляет 0,2-0,3 м, а на юге она на многих участках превышает 0,6 м.

О ВЛИЯНИИ ТЕКТОНИКИ НА УГЛЕНОСНОСТЬ
(На примере Львовско-Волынского угольного бассейна)

В.Я.Караваев, А.К.Иванов

Львовско-Волынское управление шахтной геологии,
Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В юго-восточной части Львовско-Волынского каменноугольного бассейна (Межреченское и южная часть Забугского месторождений) в пределах Западного погружения максимальные мощности продуктивной толщи намюра приурочены к его осевой части и возрастают от 100-110 м на севере до 140-170 м в средней части, сокращаясь вновь к южному замыканию до 80-120 м. Суммарная мощность пластов углей изменяется в пределах 3-6 м на севере, достигая наибольшего значения 6-10 м в средней части, и уменьшается на юге до 5-8 м. На западном крыле по направлению от его оси мощность отложений намюра уменьшается со 100-170 м до нуля, а суммарная мощность углей в среднем равна 5 м. На восточном крыле по направлению от оси погружения к своду Центрального поднятия мощности продуктивной толщи намюра и углей изменяются соответственно в пределах: на севере - 100-130 м и 4-7 м, в средней части - 70-170 м и 5,5-7 м, на юге - 60-130 м и 3-7 м.

Свод и восточное крыло Центрального поднятия характеризуются пониженными мощностями вмещающих угольные пласты пород и угольных пластов: соответственно 40-50 м и 2-4 м на юге и до 120-135 м и 5-7 м на севере.

В пределах Восточного погружения мощность продуктивных отложений снова возрастает. На южном замыкании погружения она достигает 50-90 м, в средней части (севернее стыка Диагонального поднятия с Центральным) увеличивается до 95-125 м, а северная часть погружения характеризуется самой высокой мощностью каменноугольных отложений в рассматриваемом районе, достигающей 150-180 м. Суммарная мощность углей изменяется неравномерно: на юге она не превышает 3-4 м, в средней части равна 5 м, а на севере достигает 5-10 м.

На участке диагонального поднятия мощность продуктивной толщи значительно сокращена послекаменноугольным размывом и в направлении с юго-востока на северо-запад возрастает от 20–30 м до 90–100 м. Суммарная мощность углей равна 3 м.

Для северо-восточной части района, где развиты мелкие складки, вытянутые в субширотном и субмеридиональном направлениях, характерно постепенное наращивание мощности каменноугольных пород от восточной границы выхода угольных пластов на поверхность карбона к западу от 0 до 75–150 м. Суммарная мощность углей варьирует в пределах 3–7 м.

Различие в мощностях пород у осевых линий двух соседних противоположных по знаку складок, как правило, не превышает 10–30 м, а суммарная мощность углей в пределах погружений на порядок выше, чем в зонах поднятий.

Существовавший в период накопления продуктивной угленосной толщи Львовско-Волынского бассейна тектонический режим способствовал накоплению осадков в пониженных формах рельефа и сокращению мощностей на сводах поднятий. В погружениях создавались более благоприятные условия для угленакопления, чем в поднятиях, в результате чего суммарная мощность углей в них в 1,5–2 раза выше, чем в последних.

Таким образом, между угленосностью и тектоникой юго-восточной части Львовско-Волынского каменноугольного бассейна обнаруживается довольно четкая функциональная зависимость.

Установленные закономерности изменения угленосности необходимо учитывать при проведении геологоразведочных и эксплуатационных работ в бассейне, особенно на более глубоких угольных горизонтах.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО БАССЕЙНА

В.П.Стасив, Е.С.Бартошинская, И.П.Мельничук

Институт геохимии и физики минералов АН УССР,
Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Во Львовско-Волынском бассейне достаточно полно изучены угленосные отложения намюрского яруса; визейские образования в связи с отсутствием каменного материала освещены слабо. Благодаря возросшим техническим возможностям поисков, разведки и добычи углей из глубоких горизонтов стало возможным увеличение промышленных запасов в бассейне за счет углей визейского возраста.

Полученный в последнее время из глубоких скважин керновый материал позволяет всесторонне изучить литологические и фациальные особенности визейских образований. Излагаются результаты этих исследований.

Визейский ярус слагается различными комплексами пород, образовавшихся в континентальных, переходных и морских условиях.

К о н т и н е н т а л ь н ы е отложения представлены такими фациями: русла - конгломераты, гравелиты, песчаники, часто со слабо окатанными обломками пород; поймы - песчаники, алевролиты, аргиллиты, в породах отмечены включения карбонатных конкреций; заболоченных прибрежных равнин - песчаники, алевролиты, аргиллиты, глинистые известняки, в породах встречаются карбонатные конкреции; заиленных частей обводненных торфяных болот - песчаники, алевролиты, аргиллиты, последние нередко с конкрециями сидерита; торфяных болот разной степени обводненности - аргиллиты и алевролиты, обогащенные обугленным растительным детритом, гумусовые угли различных генетических типов; сапропелевых озер-болот - аргиллиты, разные генетические типы сапропелитовых углей.

Осадки, которые формировались в условиях п е р е х о д н ы х от морских к континентальным, представлены следующими фациями: выносов рек - конгломераты, песчаники, часто с обломками аргиллитов; приморских озер - аргиллиты, углистые или известковистые аргиллиты; баров, пересыпей, кос - песчаники, иногда известковистые; зоны прибоя заливно-лагунного побережья - песчаники, нередко с карбонатными конкрециями, алевролиты, аргиллиты, иногда с конкрециями; лиманов и заливов - мелкозернистые песчаники с обломками карбонатных пород, алевролиты и аргиллиты с карбонатными конкрециями.

М о р с к и е отложения представлены фациями: глинистых осадков открытого моря - глинистые известняки, аргиллиты с конкрециями и обломками пород, известковистые алевролиты и аргиллиты с фауной; зоны волнений прибрежной части открытого моря - песчаники и алевролиты; карбонатных осадков открытого моря - глинистые и анкеритизированные известняки.

По предварительным подсчетам доля участия в разрезе визейского яруса отложений континентальных, переходных и морских фаций примерно одинаково. Таким образом, континентальные отложения, к которым в основном приурочены промышленные залежи углей, составляют третью часть разреза, что может служить обнадеживающим критерием для дальнейших поисков промышленных залежей углей в визейских отложениях бассейна.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НЕОДИНАКОВОГО КАЧЕСТВА И СВОЙСТВ УГЛЕЙ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО БАССЕЙНА

С.И.Бык, О.Л.Косарчин

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Проведенные химические и физические исследования позволяют сделать вывод о распространении на площади Львовско-Волынского бассейна углей различного качества и свойств. Наличие таких углей обусловлено многими факторами, среди которых основными являются генетический, биохимический, химический и физический. Влияние перечисленных факторов на образование углей с разными свойствами неодинаково. Наибольшие региональные изменения вызваны физическим фактором, куда относим геотектонический режим во время формирования угольного пласта, температуру и давление. Другие факторы вызывают только локальные изменения показателей углей и усиливают или затушевывают влияние физического фактора на их свойства.

Влияние исходного растительного материала (генетический фактор) на образование углей с различными свойствами обусловливается произрастанием на территории бассейна в карбоновый период неодинаковых по природе растений, их различным химическим составом и устойчивостью к биохимическим процессам.

Одна из причин, которая привела к образованию угля с определенными свойствами и качеством на площади бассейна, заключается в неодинаковом разложении микроорганизмами исходного органического материала (биохимический фактор). Образовавшийся при этом уголь характеризуется разными химическими и физическими свойствами.

Влияние химического фактора на образование различных углей проявляется в основном в действии на разложение и преобразование органических веществ минеральных примесей, в меньшей мере – в солеиосности вод и литологическом характере вмещающих органические остатки пород.

Тектонические условия во время формирования угольных пластов также неодинаковы на всей площади бассейна. В северной части у них был более спокойный характер, колебательные движения в большинстве случаев отличались сравнительно большой амплитудой и медленной скоростью. На остальной площади бассейна колебательные движения были более частые и характеризовались относительно большой скоростью поднятий и опусканий при малой амплитуде.

Геотектонический режим обусловливает скорость изменения фациальных условий и контролирует степень разложения растительного

материала в первый период его преобразования и определяет структуру торфа. Это вызвало образование разного по степени разложения и количеству минеральных примесей угля и способствовало формирование его с определенными свойствами и качеством.

Основные изменения качества и свойств угля на территории бассейна происходят в результате разного проявления температуры и давления, что вызвано неодинаковой глубиной их залегания.

Угольные пласты в пределах Львовско-Волынского бассейна погружаются с северо-востока на юго-запад, что увеличивает температуру и давление, а последние в свою очередь повышают степень углефикации углей в том же направлении. Таким образом, метаморфизм угольных пластов различный на всей площади бассейна: он закономерно изменяется с северо-востока на юго-запад. В том же направлении и с такой же закономерностью изменяются основные свойства углей Львовско-Волынского бассейна.

К ВОПРОСУ О КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
(На примере Львовско-Волынского бассейна)

Е.С.Бартошинская, В.В.Некрасов, К.М.Мартюк

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Комплексное использование полезных ископаемых представляет собой важную проблему в обеспечении народного хозяйства минерально-сырьевыми ресурсами.

С геохимической точки зрения ископаемые угли Львовско-Волынского бассейна изучены недостаточно, особенно такая их разновидность как сапропелиты.

Сапропелиты широко развиты как в стратиграфическом разрезе нижнего и среднего карбона бассейна, так и на его площади. В литературе вопрос об их геохимических особенностях практически не освещался.

Химические и спектральные исследования сапропелитовых углей позволили установить следующее.

Состав золы сапропелитов довольно неоднороден, в ней содержится: SiO_2 – 15,05–61,88%; TiO_2 – 0,20–1,35, Al_2O_3 – 15,2–39,94, Fe_2O_3 – 5,02–63,32, CaO – 0,35–9,74, MgO – 0,13–7,93, SO_3 – 0,56–3,02%.

Спектральными полуколичественными исследованиями в золе отмечено 30 микроэлементов, семь из которых (кремний, кальций, алюми-

ний, магний, железо, натрий, марганец) обычные литофильные и 23 (барий, бериллий, мышьяк, фосфор, скандий, висмут, галий, германий, лантан, свинец, хром, титан, никель, кобальт, цинк, медь, ванадий, молибден, серебро, олово, стронций, итрий, цирконий) - элементы-примеси.

Из перечисленных элементов 24 являются постоянными компонентами золы сапропелитов; в небольшом количестве проб зафиксированы скандий, лантан, молибден; в единичных обнаружены вольфрам, итрий, цирконий.

Установлена приуроченность некоторых элементов к определенным угольным пластам и частям сапропелитовых залежей.

Сравнение химического состава золы сапропелитовых и гумусовых углей бассейна как по нашим данным, так и по данным других исследователей, показывает, что каких-либо существенных различий в содержании микроэлементов в качественном и количественном отношениях не замечается; однако можно отметить, что такие элементы, как барий, мышьяк, бериллий, кобальт, марганец, никель и цинк, наиболее часто и в более высоких концентрациях встречаются в золе сапропелитовых углей.

Данные о геохимических особенностях сапропелитов, кроме возможности использования для реконструкции условий накопления и формирования угленосных отложений, вносят определенный вклад в промышленную оценку углей бассейна.

О ЗАВИСИМОСТИ ПРИРОДНОЙ β-АКТИВНОСТИ ОТ СТЕПЕНИ МЕТАМОРФИЗМА УГЛЕЙ

П.М.Явный, А.К.Иванов

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Если в геохимических преобразованиях органического вещества осадочных пород процессам радиоактивного распада уделяется внимание, то вопрос о зависимости между последними и степенью метаморфизма углей до настоящего времени еще не выяснен. Попытка установить существование возможной взаимосвязи между степенью углефикации и величиной природной β-активности была предпринята нами на основании изучения проб углей разных марок каменноугольного возраста.

Природная β-активность замерялась на малофоновой установке типа УМФ-1500-М при эффективности счета установки, равной 37%,

величине природного фона, не превышающей 4 имп/мин, при счете импульсов пересчетным устройством ПП-16. Каждая проба замерялась на протяжении 10 мин при 10-кратном повторении с использованием среднеарифметических данных.

Исследовались угли следующих марок: газовые (Г), жирные (Ж), коксовые (К), отощенно-спекающиеся (ОС), тощие (Т). Причем пробы отбирались из кровли, средней части и почвы угольного пласта, а значение природной β-активности принималось как среднеарифметическое по пласту.

В результате исследований было установлено, что величина природной β-активности углей марки Г колеблется от 67 имп/мин на I г до 179 имп/мин на I г (в среднем - 104 имп/мин на I г); марки Ж - от 13 имп/мин на I г до 194 имп/мин на I г (в среднем - 89 имп/мин на I г); марки К - от 24 имп/мин на I г до 67 имп/мин на I г (в среднем - 37 имп/мин на I г); марки ОС - от 10 имп/мин на I г до 86 имп/мин на I г (в среднем - 53 имп/мин на I г); марки Т - от 78 имп/мин на I г до 148 имп/мин на I г (в среднем 113 имп/мин на I г).

Из этих данных видно, что природная β-активность уменьшается от марки Г к марке К и снова возрастает к тощим углям.

Таким образом, полученные данные позволяют предполагать существование определенной зависимости между величиной природной β-активности и степенью углефикации углей каменноугольного возраста.

Аналогичные зависимости наблюдаются также между удельным весом и микротвердостью углей, с одной стороны, и степенью их метаморфизма, с другой. Поэтому установленная нами зависимость между величиной природной β-активности углей и степенью их углефикации имеет практическое значение как показатель степени метаморфизма углей. Кроме того, определение степени метаморфизма углей по предлагаемой методике не требует больших затрат средств и времени.

О СПЕКАЕМОСТИ УГЛЕЙ НАМЮРСКОГО ЯРУСА ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО БАССЕЙНА

С.И.Бык, П.М.Явный

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Одним из основных показателей коксующихся свойств углей являются пластометрические показатели: толщина пластического слоя (у) и усадка (х), выражающиеся в миллиметрах. Поскольку толщина пластического слоя характеризует способность угля спекаться, а усадка

дает только дополнительное представление о поведении его при коксовании, нами для выявления коксующихся свойств углей Львовско-Волынского бассейна намюрского яруса был детально исследован только первый параметр - у.

Уголь пласта $п^{н}_{7}$ характеризуется довольно высокими значениями данного показателя. На Межреченской площади он преимущественно составляет 17-21 мм, а на Тягловской - 12-15 мм.

Угольный пласт $п_{7}$ характеризуется относительно низкими спекающими свойствами. На площади Волынского и северной части Забугского месторождения уголь слабоспекающийся - 0-9 мм, толщина пластического слоя возрастает до 11-15 мм к югу.

Пласт $п^{в}_{7}$ характеризуется несколько большими значениями данного показателя по сравнению с предыдущими пластами. На Забугском месторождении значения показателя у изменяются с северо-востока на юго-запад (у от 6-7 до 10-15 мм соответственно). На Межреченской и Тягловской площадях данный показатель составляет 17-20 мм.

Уголь пласта $п_{8}$ на площадях Волынского, Сокальского и северной половине Забугского месторождений имеет толщину пластического слоя, равную 4-8 мм, а на Межречанской и Тягловской площадях - 16-20 мм.

Для угольного пласта $п^{в}_{8}$ по сравнению с другими пластами намюра характерна наибольшая толщина пластического слоя. На Волынском и Сокальском месторождениях данный показатель у=9-12 мм, а Забугском и Межречанском он возрастает до 23-28 мм. На Тягловской площади У=15-19 мм, а в центральной ее части У=22-32 мм.

Данные пластометрии пласта $п_{9}$ имеются только по южной части Забугского, северной части Тягловского и Межречанскому месторождениях. На первых двух месторождениях толщина пластического слоя У=11-15 мм, за исключением отдельных участков, где этот показатель повышается до 16-26 мм. На Тягловском месторождении толщина пластического слоя составляет 16-20 мм, а в некоторых местах она увеличивается до 24-26 мм.

Учитывая изложенное, можно сделать вывод, что толщина пластического слоя углей увеличивается с севера на юг, от слабоспекающихся с У=4-8 мм до сильноспекающихся с У=22-28 мм. Лучшие спекающиеся свойства имеют пласты $п^{в}_{7}$ и $п^{в}_{8}$, несколько худшие - пласты $п_{7}$, $п^{н}_{8}$, $п_{9}$. В том же направлении, что и спекаемость углей, увеличивается степень углефикации углей. Изменение метаморфизма - один из главных факторов изменения толщины пластического слоя.

РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

В.А.Кушнирук, В.Я.Караваев

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР,
Львовско-Волынское управление шахтной геологии

При разработке каменноугольных месторождений юго-восточной части Львовско-Волынского бассейна было выявлено более 500 мелких тектонических разрывов с амплитудой смещения до 4,5 м и около 10 - с амплитудой 10-30 м, которые не были обнаружены во время разведки и существенно осложняют горно-эксплуатационные работы в настоящее время. Наиболее сложной тектоникой и наибольшим развитием разрывных нарушений характеризуются центральная и юго-восточная части исследуемого района. Разрывы подразделяются по простиранию на северо-западные, северо-восточные, субмеридиональные и субширотные, по падению - на крутые и пологие. Преимущественное распространение получили крутые разрывы северо-западного простирания.

Широко развиты также трещины - эндогенные и экзогенные. Эндогенные трещины: открытые, прямые или извилистые, как правило, заполнены кальцитом или пиритом, образуют две системы северо-восточного и северо-западного простирания, почти перпендикулярны плоскостям наслоения. Количество трещин на 1 м изменяется от 2-7 в аргиллитах до 100-150 в клареновом угле. Равномерное в пределах одной литологической разности пород распределение этих трещин нарушается на участках фациальных выклиниваний и внутриформационных размывов, в пределах которых количество трещин увеличивается в 2-3 раза.

Среди экзогенных трещин выделяются трещины, приуроченные к крыльям Межреченской синклинали, сводовой части Центрального поднятия, флексурным перегибам, а также - к куполовидным поднятиям, осложняющим крылья основной синклинали и Центрального поднятия. Первые характеризуются северо-восточным (30-40°) и северо-западным (305-320°) простиранием, хорошо выдержаны по простиранию и падению; как правило, открытые, нередко выполненные перетертым пиритом или кальцитом. Вторые образуют системы трещин северо-восточного (20-70°), северо-западного (290-340°), субширотного (260-280°) и субмеридионального (350-10°) простирания. Частота трещин - от 2-5 до 10-12 на 1 м. Наклонные трещины (угол падения 25-35°) встречаются значительно реже, чем вертикальные, и приурочены в основном к замыканиям складчатых структур и погружениям свода Центрального поднятия.

Поверхности стенок притертые, с большим количеством штрихов, указывающих на сдвиговые перемещения по ним отдельных участков. Частота описанных трещин – I-2 на I м.

Экзогенные трещины играют большую роль при образовании зон интенсивной открытой трещиноватости, представляющих собой природные коллекторы угленосных отложений. Тектонические разрывы и экзогенные трещины являются также основными путями миграции природных газов.

МЕНИЛИТОВЫЕ СЛАНЦЫ – ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Н.Р.Ладыженский, Я.И.Сидорович, В.Н.Лубенцова

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

По минералогическому составу менилитовые сланцы очень близки к глинам, которые обычно используются при производстве высококачественных портландцементов. Основными минералами неорганической массы являются: монтмориллонит, гидрослюда, опал и халцедон, т.е. они то и обеспечивают высокую степень реакционной способности в процессе синтеза искусственных клинкерных минералов.

Как выяснилось, тонкодиспергированные менилитовые сланцы образуют водные растворы, значительно отличающиеся по реологическим характеристикам от глиняных.

Это свойство вероятнее всего объясняется особенностями микроструктуры менилитовых сланцев и наличием прочно связанной органической субстанции с минеральной массой, придающей поверхности монокристаллов гидрофобные свойства.

Поэтому механизм взаимодействия минералов существенно отличается от механизма взаимодействия с водой минералов, характеризующихся повышенной гидрофильностью.

Установлено, что статическое напряжение сдвига сырьевых шламов, полученных из менилитовых сланцев, более чем в 2 раза ниже по сравнению с глиняными. Обнаружена повышенная тенденция их к седиментации, повышенная чувствительность к действию поверхностно-активных веществ и инертность по отношению к действию электролитов и пониженная тиксотропность.

С увеличением дисперсности гидрофобизирующий эффект в этих условиях понижается.

Комплекс указанных факторов, значительное количество топлива, содержащееся в сланцах, делает их в энергетическом отношении более

выгодными по сравнению с глинами. Все эти качества позволяют рекомендовать сланцы для использования промышленностью.

Кроме того, менилитовые сланцы осуществляют легирующее действие на клинкерные минералы, способствуя тем самым улучшению качества портландцемента.

ЧЕРНЫЕ АРГИЛЛИТЫ ФЛИША КАРПАТ – НИЗКОКОНДИЦИОННАЯ РУДА НА РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Е.И.Вульчин

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В осадочных породах (обломочные, аргиллиты и др.) содержится до 100% запасов таких элементов, как цирконий и гафний, около 90% запасов германия, галлия, стронция, 50-70% запасов рения, редких земель, ниобия, тантала, селена. К осадочным образованиям приурочены главные месторождения титана и золота.

Черные аргиллиты флиша, содержащие органическое вещество сапропелевого типа, характеризуются низким значением окислительно-восстановительного потенциала. Это привело к образованию в них малорастворимых соединений типа сульфидов, гидроокислов, элементоорганических комплексов, некоторых элементов, представляющих интерес для народного хозяйства (германий, уран, серебро, кадмий, молибден, висмут, мышьяк и др.).

Черные аргиллиты флиша следует рассматривать как руду технологическую, имеющую значение в случае комплексного использования всей массы породы-каустобиолита, что в связи с проблемой так называемых "менилитовых сланцев" очень актуально.

О ВЫВЕТРИВАНИИ МЕНИЛИТОВЫХ АРГИЛЛИТОВ

Г.Д.Досин

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

Менилитовые аргиллиты представляют собой глинисто-кремнистую породу, в разной степени обогащенную обуглившимся органическим веществом (керогеном). В невыветрелом состоянии они массивны, неслоисты. Однако в шлифах под микроскопом хорошо видна тонкополосчатая текстура этих пород, обусловленная чередованием прослоек и линзочек, обогащенных органическим веществом и почти лишенных его.

Очевидно, периодичность в накоплении органического вещества в исходном осадке вызвана периодической сменой условий седиментации. Можно предполагать, что такая смена соответствовала сезонным колебаниям, контролировавшим "цветение" фитопланктона, во время которого продуцировались максимальные количества органического вещества.

К прослоям, обогащенным керогеном, приурочена также обильная мелкая вкрапленность сульфидных минералов диагенетического происхождения, в частности пирита, составляющего до 10-12% объема этих прослоек.

В условиях дневной поверхности такая макроскопически однородная неслоистая порода подвергается воздействию основных факторов выветривания - воды и кислорода. Наиболее чувствительным к воздействию атмосферного кислорода в рассматриваемой системе является пирит. В процессе его окисления образуется значительное количество серной кислоты (из одной молекулы пирита - две молекулы H_2SO_4). Серная кислота, реагируя с некоторыми неорганическими компонентами породы, способствует возникновению некоторых вторичных минералов, в основном легкорастворимых в воде, в частности, гипса, керамогалита, галотрихита, мелантерита, фиброферита. Эти минералы растворяются фильтрующимися атмосферными водами и выносятся из зоны окисления. Таким путем на этой стадии из минеральной составляющей породы частично выносится Ca, *Mg*, *Na*, K, *S* и в меньшей степени *Fe*. В связи с этим соответственно повышается относительное содержание в породе кремния и алюминия. Названные преобразования сказываются на технологических свойствах минеральной составляющей породы: повышается температура вспучивания ее (в среднем со 1190-1210 до 1260-1300°С), возрастает вязкость золы, несколько снижается содержание серы.

Органическое вещество буроугольного типа, каким является керген менилитовых аргиллитов, в начале окисления обычно адсорбирует значительное количество кислорода. В рассматриваемом случае это подтверждается тем, что кероген затронутых процессами выветривания менилитовых аргиллитов содержит значительно бо́льшие количества кислорода, чем кероген тех же пород в невыветрелом состоянии (соответственно 18-22 и 8-16% от веса керогена). В связи с этим падает теплота сгорания пород (на 50-70 ккал/кг при одинаковой зольности), снижается выход смол и повышается выход подсмольной воды.

Очевидно, процесс окисления менилитовых аргиллитов уже на этой начальной стадии наиболее интенсивно протекает в прослойках, обогащенных органическим веществом и сульфидными минералами: в выветривающейся породе начинают проявляться признаки очень тонкой слоистости, принимаемой за сланцеватость.

На более поздней стадии окисления в первую очередь идет энергетическое разрушение (окисление) органического вещества, сопровождающееся возникновением таких простейших соединений, как двуокись углерода, метан и вода, легко мигрирующих из рассматриваемой зоны. На этой стадии окисляющиеся породы приобретают наиболее четко выраженную тонколистоватую текстуру, благодаря которой они обычно именуются сланцами.

При благоприятных условиях (резко замедленная или нулевая эрозия окисляющихся пород) происходит полное "сгорание" органического вещества. В итоге остается легко размокающая в воде тонкочешуйчатая глинистая масса серого цвета, сохраняющая еще признаки текстуры "менилитового сланца", но совершенно лишенная органического вещества, карбонатов и серы.

На заключительной стадии эта остаточная глинистая масса превращается в элювиальный суглинок, не обнаруживающий уже и текстурных признаков исходной породы.

Постепенные переходы в пределах одних и тех же пластов от очень слабоокисленных черных или коричневатых менилитовых аргиллитов с едва заметной слоистостью, через тонколистоватые типичные менилитовые "сланцы", в серые чешуйчатые глинистые породы, полностью лишенные органического вещества, можно наблюдать в Верхне-Синевидненском карьере.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГРАФИТОНОСНОСТИ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ

Н.Ф.Ненчук, О.Е.Иванцив

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Графитоносность Восточных Карпат связывается с домезозойскими метаморфическими породами, выходы которых на поверхность в нашей литературе известны под названием Мармарошского кристаллического массива. Вопросы графитоносности метаморфических пород Восточных Карпат интересовали многих исследователей, однако особенно актуальными они стали в последнее время после открытия залежей графита в верховьях р.Олтул, на территории Социалистической Республики Румынии.

Черные и темно-серые метаморфические породы, которые многие геологи (Котта, 1858; Гезелл, 1881; Крейтнер, 1934; Ткачук, 1957, и др.) называли графитовыми, или графитистыми, в зоне выходов на поверхность фундамента Восточных Карпат встречаются часто. Однако детальные минералогические исследования черного графитоподобного

вещества этих пород из Чивчинских гор, выполненные Ю.Токарским (1934), показали, что только по черному цвету метаморфические породы Восточных Карпат нельзя относить к графитовым. Нельзя их называть также и углистыми (Пауль, 1876; Запалович, 1883; Трусова,1952) потому что степень метаморфизма сажеподобного вещества всегда выше антрацита.

Графитоносными могут быть все разновидности метаморфических пород Восточных Карпат. Черное графитоподобное вещество наблюдается в гнейсах, сланцах, кварцитах и мраморах. Самыми перспективными в отношении графитоносности являются кварциты и мраморы.

Новейшие исследования закономерностей распространения разных форм элементарного углерода в метаморфических комплексах (Иванцив, Ненчук, 1973) показали, что графит, как метаморфическое образование может быть обнаружен только в тех разностях пород, которые возникли в условиях высоких и средних ступеней метаморфизма. Следовательно, проблема графитоносности Восточных Карпат тесно связана с выявлением пород гранулитовой и амфиболитовой фаций.

Породы амфиболитовой фации достоверно установлены в пределах Румынских Восточных Карпат. Там уже (как отмечалось) выявлены и залежи графита. В пределах украинской части Восточных Карпат в отношении обнаружения пород амфиболитовой фации, а значит, и графита несомненно перспективными являются низы разреза метаморфического фундамента, обнажающиеся на значительной территории в Раховских горах.

К ДИАГНОСТИКЕ ГРАФИТОПОДОБНОГО ВЕЩЕСТВА МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ПОРОД УКРАИНСКИХ КАРПАТ

О.Е.Иванцив, Н.Ф.Ненчук, Г.А.Уженков

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В метаморфических породах Украинских Карпат нередко встречается черное сажеподобное вещество, придающее этим породам в зависимости от количественного содержания черный или темно-серый цвет. Устанавливается оно во всех петрографических типах пород, но наиболее богатыми им бывают кварциты и мраморы.

Содержание графитоподобного вещества в породах достигает 20-25%. Распределяется оно в основном по поверхностям сланцеватости пород, хотя может выполнять секущие трещинки, межзерновые промежутки, а также в виде точечных включений присутствовать в отдельных зернах минералов.

Форма скоплений графитоподобного вещества в большинстве случаев линзовидная. Наблюдаются также скопления в виде гнезд и секущих жил, что вызвано как простым выжиманием пластического графитоподобного вещества в трещины и пустоты во время тектонических движений, так и переотложением его гидротермальными растворами.

Графитоподобное вещество выявляет преимущественную стратиграческую приуроченность к верхней половине разреза домезозойского метаморфического комплекса Украинских Карпат. Следовательно, данное вещество в некоторой степени может служить дополнительным признаком (критерием) при расчленении метаморфических образований изучаемого региона.

Полная нерастворимость графитоподобного вещества в органических растворителях, а также незначительный выход летучих (I-3%) свидетельствуют о том, что данное вещество находится на более высокой стадии метаморфизма, чем уголь, включая и антрациты. По своим физическим и химическим свойствам (уд.вес I,7-I,8 $Г/см^3$, уд.электр. сопротивление $2,6-6 \cdot 10^{-I}$ ом$\cdot см^2$, C:H = 45-90 поведение при нагревании – температуры, термических эффектов 480-520, 520-580 и 810-860°C). Изученное графитоподобное вещество из метаморфических пород Чивчинских и Раховских гор Украинских Карпат относится к метаантрацитам. Это подтверждается и результатами рентгенографических исследований. Ю.Токарский (I934), исследовавший графитоподобное вещество из верхней части разреза домезозойского метаморфического комплекса в пределах Чивчинских гор, предлагал для него даже специальное название "крейтцит".

В минералогическом отношении графитоподобное вещество из верхней и средней частей разреза метаморфического комплекса не выявляет никаких отличий. Это свидетельствует о том, что породы указанных интервалов разреза фундамента Украинских Карпат образовались в условиях одной ступени или фации метаморфизма. Минеральные парагенезисы данных пород характеризуют условия фации земных сланцев (Рудаков, I966; Лавренко, I968; Ненчук, I970).

ОБ УГЛИСТЫХ ОБЛОМКАХ ИЗ СТРЫЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ БЕРЕГОВЫХ КАРПАТ

Г.Н.Ладыженский, Л.А.Сергеева

Институт геологических наук АН УССР

Во время полевых исследований, проведенных в зоне Береговых Карпат, в некоторых местах нами найдены обломки угля в отложениях различного возраста. В верхнемеловых стрыйских песчаниках углистые включения часто встречаются в юго-западных скибах этой зоны.

Палинологические исследования образцов, отобранных в карьерах стрыйских песчаников возле г.Сколе и с.Зелемянка, показали, что в составе микрофитофоссилий, выделенных из углистых включений, присутствуют углефицированные растительные ткани, а также редкие темные споры с плотным утолщенным краем.

Подобные оболочки встречены авторами ранее в каменноугольных пробах некоторых участков Раховского массива (Красное Плесо, Кобылецкая Поляна, Ново-Берлебашский участок).

О карбоновом возрасте угольных включений свидетельствует и мелкая характерная пыльца, также отмеченная в составе спорово-пыльцевых комплексов каменноугольных образований Раховского массива.

Присутствие угольных включений карбонового возраста – признак того, что в фундаменте зоны Береговых Карпат присутствовали отложения продуктивного карбона. В верхнем мелу во время накопления стрыйских отложений в бассейне осадконакопления существовали кордильеры – выступы фундамента, которые при разрушении поставляли обломочный материал для образования флишевых осадков. Поступление обломочного материала с северо-востока, с материка, мало вероятно, поскольку в северо-восточных скибах зоны Береговых Карпат углистые включения в стрыйских отложениях, как правило, не отмечаются, а в юго-западных скибах они встречаются довольно часто.

УСЛОВИЯ РАВНОВЕСИЯ СИСТЕМЫ ПОРОДЫ – ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ И ЕГО ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ПРОГНОЗА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Л.Г.Ткачук, Э.Я.Жовинский

Институт геохимии и физики минералов АН УССР

Одна из актуальных проблем геологии – изучение эпигенетического преобразования осадочных пород подземными водами. Определение физико-химических условий равновесия между различными породами, минеральными видами и подземными водами (разбавленными водными растворами) может помочь в решении данного вопроса. Для этого наиболее целесообразен термодинамический анализ разбавленных водных растворов, который может применяться для восстановления физико-химических условий среды седиментации, определения условий перераспределения вещества в горных породах и его концентрации (аутигенного рудообразования).

Изучение геохимического поведения элементов показало, что их поступление в раствор (подземные воды) происходит за счет выщелачивания их из горных пород при просачивании вадозных пресных вод, а также за счет поступления глубинных растворов различного происхождения (постмагматические, вулканические, метаморфизованные вадозные и метаморфогенные растворы).

Подземные воды (растворы), проходя через толщу горных пород, могут также либо отлагать находящиеся в перенасыщенном количестве элементы непосредственно из раствора, либо образовывать новые минеральные виды в результате метасоматического замещения одних элементов другими. При благоприятных физико-химических условиях этот процесс может проходить однонаправленно и давать крупные скопления многих элементов, так называемые рудопроявления эпигенетического происхождения.

Термодинамический анализ позволяет решать также обратную задачу – выявлять степень насыщения раствора определенной группой элементов за счет выщелачивания их из горных пород в конкретных физико-химических условиях.

Определение степени насыщения раствора для данных физико-химических условий среды (на дневной поверхности условия близки стандартным) позволяет делать выводы о природе и характере насыщения раствора. Это было показано авторами (1970) на примере изучения условий равновесия подземных вод с флюоритовыми рудопроявлениями домезозойских толщ Подолии.

Кроме того, термодинамический анализ разбавленных водных растворов определяет направление идущего процесса: либо в сторону выщелачивания, растворения, либо – аутигенного минералообразования.

Как показали исследования, для выявления районов возможной концентрации рудных тел могут быть использованы гидрогеохимические карты насыщения подземных вод определенными элементами. Аномальные концентрации этих элементов в районах с ненарушенным тектоническим режимом являются прямым поисковым критерием на полезное ископаемое.

Следовательно, определение физико-химических условий равновесия системы породы – подземные воды имеет большое значение для правильного прогнозирования различных полезных ископаемых.

ГЕОГИДРОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ КАК КРИТЕРИЙ УГЛЕВОДОРОДОПРОВОДИМОСТИ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ

В.М.Щепак

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

В настоящее время большинство исследователей Карпатской нефтегазоносной провинции рассматривают глубинные разломы в качестве основных путей миграции углеводородов. В связи с этим при выяснении условий формирования и закономерностей размещения в каком-либо регионе нефтяных и газовых залежей возникает вопрос о диагностике углеводородопроводимости дизъюнктивных нарушений, так не все они в прошлом являлись проводниками нефти и газа. Одним из направлений в решении данного вопроса является разработка геогидрохимических критериев нефтегазопроводности глубинных разломов.

В недрах большинства нефтегазоносных провинций существует преимущественно застойный режим подземных вод, в результате чего между водами и водовмещающими породами устанавливается геохимическое

равновесие по всем компонентам газового и солевого состава вод. В период миграции по разломам углеводородов, вследствие их взаимодействия с подземными водами ближайшего окружения, это равновесие нарушается и в соответствии с новыми физико-химическими условиями устанавливается новое геохимическое равновесие, которое по отношению к старому равновесию проявляется в виде геогидрохимических аномалий. Ввиду малой подвижности вод глубоких горизонтов нефтегазоносных регионов такие аномалии сохраняются длительное время и могут быть использованы в качестве критериев углеводородопроводимости глубинных разломов.

На примере Карпатской нефтегазоносной провинции установлено три типа геогидрохимических аномалий, связанных с миграцией по разломам углеводородов. Первый тип обусловлен непосредственным увеличением газонасыщенности вод, окружающих проводящий дизъюнктив, второй - химическим взаимодействием углеводородов с отдельными макрокомпонентами солевого состава подземных вод, в частности, с сульфатными ионами. В результате этого взаимодействия образуются отрицательные сульфатные аномалии. Третий тип геогидрохимических аномалий связан с изменением под воздействием углеводородов физико-химических условий среды и в первую очередь с резким снижением окислительно-восстановительного потенциала подземных вод. Это вызывает дополнительное поступление из пород в воды некоторых макро- и микрокомпонентов и образование вокруг проводящего разлома гидрохимических аномалий. Конкретный фактический материал показывает, что наиболее контрастными и легко фиксируемыми в этом случае являются положительные аномалии относительных концентраций некоторых микроэлементов подземных вод (радия, стронция, бора и др.).

Гидрохимические аномалии по микрокомпонентам подземных вод, а также отрицательные сульфатные аномалии установлены исследованиями, проведенными вблизи Судововишнянского глубинного разлома во Внешней зоне Предкарпатского прогиба. Установлены также положительные аномалии относительной радионасыщенности вод вокруг Белз-Милятинского разлома на площади Великие Мосты во Львовском палеозойском прогибе, что свидетельствует об нефтегазопроводимости данных разломов.

В рассматриваемом плане большой интерес представляет также изучение газово-жидких включений в минералах, выполняющих трещины и прожилки пород, керны которых отобраны вблизи дизъюнктивных нарушений (Калюжный, Щепак, Гигашвили, Маковская, Сворень, 1972).

Результаты исследований в районе Белз-Милятинского разлома на площади Великие Мосты показали: I) газово-жидкие включения в основном представлены конденсатом легколетучих предельных углеводородов, захваченных кристаллами минералов в процессе их роста и регенерации; 2) состав и свойства таких включений должны соответствовать составу и свойствам углеводородных флюидов, мигрировавших по зонам дизъюнктивных нарушений.

Изучение включений в минералах из подобных объектов дает также материал для выяснения условий и механизма такой миграции.

О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ ВЛИЯНИЯ ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ДИНАМИКУ ПОДЗЕМНЫХ ВОД, НЕФТЕЙ И ГАЗОВ

Г.Ю.Валуконис, Л.И.Фердман

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Структурно-тектоническое развитие какого-либо региона определяет и контролирует гидродинамические условия недр. Этим фактором обусловлено: I) положение областей питания и разгрузки подземных вод; 2) формирование нормальных и аномальных пластовых давлений; 3) уплотнение и дегидратация осадочных толщ и отжатие из них флюидов; 4) формирование коллекторских и водоупорных пород; 5) сохранение подземных вод седиментационного происхождения и нефтегазовых залежей в "отрицательных" структурах-синеклизах, краевых прогибах и т.п.; 6) формирование вторичных путей фильтрации флюидов и т.п.

Тектонические движения (погружения или поднятия) крупных областей осадконакопления - главная причина перемещения глубокозалегающих подземных вод. На стадии погружения образуется вогнутая поверхность минерализованных вод. Если в осевой части структуры имеются гидрогеологические "окна" или зоны нарушений, то минерализованные воды под воздействием перепада напоров устремляются вверх и образуют "купола" минерализованных вод. Такие "купола" известны в пределах Предуральского прогиба, Прибалтийской впадины, Ферганской межгорной впадины и других районах Советского Союза. "Купола" минерализованных подземных вод сохраняются даже при следующем поднятии краевых частей структур. В случае одномерного приведения пластовых давлений условия образования "куполов" минерализованных подземных вод могут быть охарактеризованы неравенством

$$P_1 + \int_{z_1}^{z} \gamma(z)\,dz > P_2 + \int_{z_2}^{z} \gamma(z)\,dz, \qquad (I)$$

где p_1 и p_2 – давления в некоторых точках в конце пути фильтрации на первой и второй стадиях развития бассейна; z – положение наиболее погруженной точки водоносного пласта; z_1 и z_2 – отметки конечных точек пути фильтрации на первой и второй стадиях развития бассейна; γ – объемный вес воды.

Можно показать, что тектонические погружения (а не только поднятия) в совокупности с изменением объемных весов подземных вод обеспечивают перепад напоров от десятых долей до 20-30 ат.

При инверсионном развитии территорий разгрузка минерализованных подземных вод происходит в краевых частях артезианских бассейнов. Этим, в частности, обусловлено возникновение таких известных источников минеральных вод, как Старая Русса, Друскининкай и др. С этим явлением в какой-то мере связана и приуроченность зон газонакопления к приплатформенным (внешним) зонам краевых прогибов.

Плотные рассолы, если они заполняют тектонические депрессии, являются как бы гидравлическим затвором, препятствующим сквозному движению подземных вод и способствующим сохранению вод древних геологических обстановок. Эффект гидравлического затвора наблюдается при условии

$$h_2 > \Delta z_{max}, \qquad (2)$$

где h_2 – уровень подземных (пресных) вод в краевой части бассейна, при котором движение подземных вод прекращается; Δz_{max} – величина продвижения поверхности минерализованных вод по вертикали в момент излива; эта величина определяется из выражения

$$\Delta z_{max} = \frac{h_1 \gamma_1}{\gamma_2 - \gamma_1}, \qquad (3)$$

где h_1 – уровень пресной воды в краевой части бассейна; γ_1 – объемный вес пресной воды; γ_2 – объемный вес минерализованной воды.

Отрицательные тектонические движения (даже очень плавные и симметричные погружения) способствуют "растеканию" минерализованных вод по пласту, что связано с уменьшением пористости пород на глубине и с температурным расширением воды и скелета породы (эффект температурного расширения обычно превышает эффект упругого сжатия).

Представляется, что в условиях Предкарпатского краевого прогиба наибольшей четкостью в отношении влияния на динамику вод, нефтей и газов характеризуются новейшие тектонические движения.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ НЕФТЕНОСНЫХ ТОЛЩ ПРЕДКАРПАТЬЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

М.А.Волкова, В.А.Лозинский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

В пределах Внутренней зоны Предкарпатского прогиба флишевые отложения мела и палеогена, наряду с газовыми и нефтяными залежами, содержат водоносные горизонты различной обильности, приуроченные в основном к пористым песчаным коллекторам, водонасыщенность которых может резко изменяться на отдельных площадях.

В разрезе флишевых толщ пластовые воды вскрываются преимущественно в интервалах глубин 500-5000 м. Довольно мощные водопроявления фиксировались на участках обводненных структурных блоков или за контуром нефтегазоносности. Наиболее обводненные зоны в породах флишевого комплекса приурочены к контактам стратиграфических толщ, где обычно отмечается повышенная трещиноватость пород.

Подземные воды флишевых отложений высоконапорные. Так, для вод Пневской, Гвиздецкой, Дзвиняч-Старунской складок пластовые давления превышают гидростатическое в среднем на 100 атм, а в районе Битковского месторождения - на 50 атм.

По химическому составу и степени минерализации воды флишевых толщ исследуемой площади относятся к хлоридным натриевым рассолам, минерализация которых достигает 300-330 г/л. Максимальные значения минерализации - свыше 300 г/л обычно характерны для вод среднемиоценовых отложений в зоне их контакта с вышележащими соленосными толщами молассового комплекса (воротыщенская свита). Согласно классификации нефтяных вод В.А.Сулина, они относятся к хлор-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам.

Пластовые воды флишевых толщ обогащены микрокомпонентами. В них повсеместно отмечаются повышенные концентрации йода и брома, часто превышающие установленные кондиционные нормы для подземных промышленных вод, выявлены значительные содержания лития, стронция, бора. Для отдельных структурных блоков исследуемой площади отмечается возрастание с глубиной концентрации брома в пластовых водах параллельно с увеличением степени их метаморфизации. Повышенное содержание йода фиксировалось в пределах структурных блоков, где развиты пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа.

Подземные воды отдельных разведочных площадей по солевому и микрокомпонентному составу, степени минерализации являются анало-

гами известных минеральных лечебных вод и могут быть использованы в бальнеологических целях.

Анализ фактического материала по пластовым водам нефтегазоносных толщ Предкарпатья позволяет выделить следующие перспективные на йодобромные воды площади: Дзвиняч-Старуня, Майдан, Рассильня, Урож, Сливки, Луква, Бухтовец.

ВОДОПРОНИЦАЕМОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЕСЧАНИКОВ ПРЕДКАРПАТЬЯ

О.В.Фещук

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Проведены экспериментальные исследования фильтрации пресных вод, хлоркальциевых щелоков Калушского химико-металлургического комбината, подтоварных вод после деэмульсации нефтей Долинского нефтепромыслового района и сульфатных стоков Надворнянского нефтеперерабатывающего завода через песчаники продуктивных горизонтов, характерных для нефтяных месторождений Предкарпатья. Исследования показали, что при фильтрации пресных вод наблюдается значительное падение проницаемости, однако этого не происходит при фильтрации минерализованных стоков.

Для выяснения причин наблюдаемого явления проводилась серия экспериментов, которые заключались в фильтрации пресной воды и стоков через естественные песчаники и набивные модели с чистым песком и чистой глиной, смеси песка и глины (6 и 12%), каждой жидкости в отдельности и при различной их последовательности.

Показано, что явления, происходящие при фильтрации жидкостей, связаны с физико-химическим взаимодействием в системе жидкость – глина. Глины, цементирующие коллекторы Предкарпатских месторождений, в основном относятся к гидрослюдистым, т.е. к слабонабухающим. Однако в пресной воде они набухают больше, чем в испытанных минерализованных.

Экспериментально установлено, что процесс набухания при наличии в фильтрующей среде малонабухающих глин не является определяющим фактором и достаточным условием снижения проницаемости. Процесс набухания, по-видимому, предшествует и является необходимым условием для ослабления связей частиц со скелетом пористой среды. Изменение пористого пространства, уменьшающее проницаемость, происходит при движении жидкости в порах и срыве потоком частиц с ослаб-

ленными связями и их отложении в местах сужения. В ходе фильтрации количество частиц, участвующих в сужении или перекрытии капилляров, увеличивается, что объясняет процесс падения проницаемости. Немного погодя срыв и перенос частиц прекращается и фильтрация стабилизируется. Такое состояние наступает в результате замедления потока в сужающихся каналах до такой степени, что он не в состоянии срывать частицы. Здесь как бы происходит авторегулирование фильтрации. Стабилизация наступает, очевидно, при скоростях потоков, зависящих от степени ослабления связей между частицами со скелетом. В данном случае фильтрация растворов электролитов - коагуляторов не может привести к восстановлению проницаемости.

О РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАССОПЕРЕНОСА И ПЕРСПЕКТИВАХ ГЛУБИННОГО ТЕПЛООТБОРА В МОЛДАВСКОМ, ПРЕДКАРПАТСКОМ И ЗАКАРПАТСКОМ БАССЕЙНАХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

В.И.Лялько

Институт геологических наук АН УССР

Молдавский бассейн подземных вод. Геотермические условия территории свидетельствуют об охлаждении недр в направлении Украинского щита и увеличении прогретости недр в центральных частях Преддобруджинского прогиба, что объясняется высокими теплоизоляционными свойствами пород, слагающих прогиб. Амплитуда колебания глубин залегания изотермической поверхности (50°С) достигает 500 м. Геотермический градиент в интервале глубин 500-1000 м изменяется от 10°С/км на севере до 35°С/км в южной части бассейна. В вертикальном разрезе Молдавского бассейна подземных вод выделяются три зоны водообмена: 1) интенсивного водообмена, охватывающая четвертичные и неогеновые (до нижнесарматских) отложения повсеместно; 2) на склонах Украинского щита, включающая всю толщу осадочных пород разреза (до глубин 500 м) и 3) сочленение Молдавской плиты с Преддобруджинским прогибом (вся толща надмеловых пород).

Расчеты по прогнозированию глубинного теплоотбора из юрского водоносного комплекса, выполненные на интеграторе УСМ-1 для выяснения возможностей теплофикации г.Кагул и Комрат, показали, что производительность водозаборов (в установившемся режиме) составит соответственно 320 и 8700 $м^3$/сут при температуре отбираемой воды 40,4 и 39,6°С.

Внешняя зона Предкарпатского бассейна подземных вод. Геотермические условия района характеризуются наличием двух положительных температурных максимумов, расположенных в северо-западной (площади Кохановка и Северные Медыничи) и юго-восточной части территории, и температурного минимума в центральной части. Газосодержащие структуры Внешней зоны отличаются локальными положительными геотермическими аномалиями. Изотермическая поверхность (50°С) располагается на глубинах 1800–2000 м в центральной части района (вблизи г.Ивано-Франковска). На участках положительных аномалий эта изотермическая поверхность поднимается до глубин 1100 м (на северо-западе) и 1500 м (на юго-востоке). В общем плане наблюдается уменьшение прогретости недр в сторону Волыно-Подольской окраины Русской платформы и Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Характер изменения геотермического градиента согласуется с общими закономерностями изменения температур (он уменьшается с глубиной), а также с восходящими перетоками подземных вод.

В вертикальном разрезе Внешней зоны Предкарпатского бассейна подземных вод по комплексу литолого-фациальных, гидродинамических, геотермических и гидрогеохимических показателей выделяются три зоны водообмена: 1) интенсивного водообмена, охватывающая повсеместно четвертичные и верхнесарматские отложения (до нижнесарматского глинистого водоупора), а на границе с Волыно-Подольской окраиной Русской платформы – до меловых отложений; 2) замедленного водообмена, охватывающая сарматские и верхнетортонские отложения (до гипсоангидритового нижнетортонского водоупора), а на границе с Волыно-Подольской окраиной Русской платформы и меловые отложения; 3) весьма замедленного водообмена, располагающаяся под тортонским гипсоангидритовым региональным водоупором и охватывающая меловые (кроме восточной окраины), юрские и палеозойские отложения.

Для расчета запасов эксплуатационных термальных и йодных вод, содержащихся в верхнеюрском водоносном комплексе, использовалась ЭЦВМ "Минск-22". Общие прогнозируемые эксплуатационные запасы термальных вод верхнеюрского водоносного комплекса ($25{,}4 \cdot 10^{10}$ ккал/год или в стоимостном выражении эквивалентно сжиганию условного топлива на сумму около 0,5 млн.руб. ежегодно) могут существенно увеличить топливные ресурсы района.

Чоп-Мукачевский бассейн подземных вод Закарпатья. Геотермические условия района свидетельствуют о значительной прогретости недр Чоп-Мукачевской впадины, обусловленной недавним вулканизмом и термодинамическими процессами в верхней мантии. Наиболее высокие тем-

пературы (до 155°С на глубине 3200 м) наблюдаются в центральной части впадины. Изотермическая поверхность (50°С) располагается здесь всего на глубине 600 м, а на участках, примыкающих к Складчатым Карпатам, на Выгорлат-Гутинской гряде и по Ужгородскому поднятию опускается на глубину до 900-1000 м. Эти периферийные участки характеризуются минимальными геотермическими градиентами (для интервала глубин 500-1000 м) порядка 30-40°С/км, в то время как в центральных частях впадины величины геотермических градиентов составляют 40-70°С/км. Наблюдается уменьшение геотермического градиента с глубиной. Аномально высокие значения геотермических градиентов 60-75°С/км и тепловых потоков $(2,2+2,6)\cdot10^{-6}$ кал/см^2·сек отмечаются на участках Залужской, Иршавской и Береговской антиклинальных структур.

В вертикальном разрезе Чоп-Мукачевского бассейна подземных вод по комплексу литолого-фациальных, гидродинамических, геотермических и гидрогеохимических показателей выделяются три зоны водообмена: 1) интенсивного водообмена, охватывающая повсеместно четвертичные и верхнеплиоценовые отложения; 2) затрудненного водообмена, охватывающая сарматские и отчасти (по периферии бассейна подземных вод) верхнетортонские отложения (выше тереблинского соленосного водоупора); 3) весьма замедленного водообмена, располагающаяся под тереблинским солесносным водоупором и охватывающая всю толщу неогеновых отложений и пород фундамента.

Эксплуатационные запасы термальных вод левантин-сарматского водоносного комплекса рассчитывались на ЭЦВМ "Минск-22". Общие прогнозируемые эксплуатационные запасы термальных вод левантин-сарматского комплекса Чоп-Мукачевской впадины ($28,4\cdot10^{10}$ ккал/год или в стоимостном выражении эквивалентны сжиганию топлива на сумму около 0,66 млн.руб. ежегодно) при их использовании могут улучшить топливный баланс Закарпатья.

О ГЕОХИМИИ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ЗАКАРПАТЬЯ

С.П.Билак

Московский государственный университет

Около 400 выходов разнообразных по химическому составу минеральных вод известно в Закарпатье. Согласно генетической классификации природных вод М.Г.Валяшко, они имеют представителей всех трех химических типов.

Формирование химических типов вод тесно взаимосвязано с геологическим строением, литологическим составом водовмещающих пород, физико-географическими особенностями. В пределах Закарпатья, согласно геологическому строению и фациальным особенностям, выделяются две крупные геоструктурные единицы: Внутренние Карпаты по схеме О.С.Вялова и Закарпатский внутренний прогиб. Благодаря этому в Закарпатье имеются условия для формирования минеральных вод в одних случаях, характерных для складчатых областей, в других – для предгорных прогибов.

Наиболее распространенным является карбонатный тип вод – 91% общего количества исследованных вод, за ним следует сульфатный – 6% (здесь сульфатно-натриевого 4%, сульфатно-магниевого 2%) и хлоридный – 3%. Химические типы вод неравномерно распределены и по тектоническим зонам – 81% карбонатных вод распространен в Складчатых Карпатах, 74% сульфатных и хлоридных вод – в Закарпатском краевом прогибе. Наиболее беден минеральными водами Выгорлат-Гутинский вулканический пояс – 2% карбонатных и по 1% сульфатных и хлоридных вод.

Карбонатные воды по газовому составу чисто углекислые или с небольшими примесями метана и сероводорода. Углекислота в основном термометаморфического происхождения с примесью биохимической углекислоты. Минерализация вод карбонатного типа колеблется от десятых долей г/л до 60 г/л. В формировании карбонатного типа вод участвуют процессы катионного обмена, гидролитического разложения полевых шпатов, углекислотного выветривания.

В газовой фазе сульфатного типа вод преобладает сероводород, достигающий 68 мг/л. Минерализация вод сульфатного типа колеблется от десятых долей г/л до 34,5 г/л. Воды сульфатного типа формируются в результате сульфатредукции, а также выщелачивания гипсоносных фаций в зоне Александрово-Солотвинского разлома.

Хлоридные воды по газовому составу углекислые, метановые, азотно-метановые и безгазовые. В хлоридном типе вод минерализация высокая - до 156 г/л. На формировании этого типа вод в основном сказываются соленосные отложения Закарпатья и возможно древние морские воды.

Повышенная температура у некоторых минеральных вод Закарпатского внутреннего прогиба свидетельствует о значительной прогретости недр, обусловленной недавним вулканизмом.

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ПОЧВЕННО-ДЕЛЮВИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПОКУТСКИХ КАРПАТАХ

М.В.Орыняк, А.В.Салий, М.Т.Гордей

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Микробиологическая съемка основана на выявлении в породах и подземных водах микроорганизмов, избирательно окисляющих метан и его гомологи. Следовательно, над залежами нефти и газа, на пути миграции углеводородов будет находиться определенная группа микроорганизмов, выполняющих роль биологических фильтров.

Микробиологические исследования проводились на территории междуречья Лючка - Рыбница и на левобережье р.Прут (юго-западная переклиналь Битковской складки).

Методика исследований заключалась в отборе проб воды из восходящих родников и колодцев, а также проб почв и грунтов из покровных отложений с дальнейшим определением в них микроорганизмов методом обыкновенного посева и флакон-инъекции. Затем результаты анализов сводились в таблицы и обрабатывались методами математической статистики. Обработка результатов показала, что общая биогенность вод (суммарное, среднеарифметическое содержание углеводородной микрофлоры) варьирует в пределах 1-500, при средних значениях 2-30 усл. ед. Для почв и грунтов общая биогенность изменяется в пределах 1-425, при средних значениях 2-22 усл. ед. Среди углеводородной микрофлоры наиболее часто встречаются пропан- и бутанокисляющие бактерии, которые обнаружены соответственно в 45 и 51% исследованных проб и максимальное содержание которых достигает 100 и даже 500 усл. ед. Построение куммулятивных кривых распределения углеводородной микрофлоры на площади исследований для водных и почвенно-грунтовых проб позволило определить количественную характеристику индикаторов для фоновых и аномалийных участков. Так, содержание

пропанокисляющих бактерий в водах и грунтах более 20 усл. ед. считается аномалийным. Для бутанокисляющих бактерий наблюдается более четкая граница, которая составляет 10 усл. ед. для вод и 18 усл. ед. для грунтов.

Точки отбора проб воды и грунтов с аномальными содержаниями окисляющих бактерий наносились на геологическую основу, в результате чего были получены карты микробиологических аномалий. Общая биогенность вод и грунтов в пределах выделенных аномалий изменяется в пределах 20–500 усл. ед., при средних значениях 100 усл. ед. Аномалии имеют площадной и ореольный тип и выделены в районе Оровской скибы, складок Максимца и Плоского, а также нефтяных месторождений Космач и Битков. Содержание пропанокисляющих бактерий в водах аномалий изменяется в пределах 40–270 усл. ед., среднее составляет 135, а бутанокисляющих – 20–250 усл. ед. и в среднем – 80 усл. ед. Содержание бутанокисляющих бактерий в почвах аномалий варьирует в пределах 20–210 усл. ед. и в среднем составляет 65 усл. ед. Характерно, что наблюдается значительная сходимость аномалий, выделенных по посевам микроорганизмов из вод и грунтов. Кроме того, микробиологические аномалии совпадают с аномалиями, выделенными другими геохимическими методами, что свидетельствует о рациональности проведения микробиологических исследований в условиях Покутских Карпат.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПРЕДКАРПАТЬЯ

К.Е.Питьева, С.А.Ковалевская

Московский государственный университет

На территории Предкарпатья в палеозойских и мезокайнозойских отложениях распространены подземные воды разнообразного состава со значительными колебаниями степени минерализации: гидрокарбонат и сульфатсодержащие – Σ_M 4–40 г/л, хлоридные натриевые – Σ_M 16–200 г/л и более хлоридные кальцийсодержащие – Σ_M 100–400 г/л, хлоридные кальций- и магнийсодержащие – Σ_M 30–220 г/л, хлоридные магний- и сульфатсодержащие Σ_M более 350 г/л. Подземные воды определенного химического состава, характеризующиеся единством, конкретностью и взаимообусловленностью гидрогеохимических, гидродинамических и геохимических закономерностей и процессов, относятся к генетическому типу.

В основу гидрогеохимического районирования положены генетические типы подземных вод.

При гидрогеохимическом районировании отдельных водоносных комплексов в их пределах выделяются провинции подземных вод различных генетических типов. Гидрогеохимическая провинция характеризуется единством закономерностей и процессов формирования химического состава подземных вод. Структурно-тектонические и гидродинамические условия водоносных комплексов определяют выделение гидрогеохимических структур. Гидрогеохимическая единица характеризуется конкретными закономерностями распределения гидрогеохимических сред.

При гидрогеохимическом районировании Предкарпатского прогиба в вертикальном разрезе палеозоя и мезокайнозоя выделяются два района, обусловленные структурно-тектоническими и гидродинамическими условиями. Первый район приурочен к Внешней зоне, второй – к Внутренней зоне прогиба.

В разрезе первого района выделяется три этажа различных провинций. Верхний этаж – провинция распространения гидрокарбонат- и сульфатсодержащих вод углекислотного вышелачивания с минерализацией менее 40 г/л, заключенных в молассовых терригенных отложениях неогена. Средний этаж – провинция распространения сульфатсодержащих вод растворения с минерализацией 4-23 г/л, заключенных в молассовых гипсово-ангидритовых отложениях неогена. Нижний этаж – провинция распространения хлоридных натриевых и хлоридных кальцийсодержащих вод обмена, замещения и растворения с минерализацией не более 100 г/л, заключенных в платформенных терригенно-карбонатных отложениях мезозоя и палеозоя.

В первом районе выделяется один подрайон, приуроченный к зоне Стебникского надвига, в котором кроме описанных трех этажей выделяется еще один, перекрывающий – провинция распространения хлоридных натриевых и хлоридных кальцийсодержащих вод растворения с минерализацией более 200 г/л, заключенных в соленосной толще нижних моласс неогена.

В разрезе второго района выделяются два этажа различных провинций. Верхний этаж – провинция распространения хлоридных, натриевых, хлоридных кальций и магнийсодержащих вод растворения и обмена с минерализацией более 200 г/л, заключенных в соленосной толще нижних моласс неогена. Нижний этаж – провинция распространения хлоридных натриевых и хлоридных кальцийсодержащих вод обмена и замещения с минерализацией менее 200 г/л, заключенных в терригенно-карбонатных флишевых отложениях палеогена и мезозоя.

Во втором районе выделяются два подрайона. Первый подрайон приурочен к зоне Берегового надвига, где к выделенным двум этажам

прибавляется еще один, перекрывающий – провинция распространения хлоридных натриевых и хлоридных кальцийсодержащих вод обмена и замещения с минерализацией менее 200 г/л, заключенных в терригенно-карбонатных флишевых отложениях палеогена. Второй подрайон приурочен к зоне развития калийных солей с гипсовыми "шляпами", где выделяются два этажа. Верхний этаж – провинция распространения хлоридных сульфат и магнийсодержащих вод распространения с минерализацией более 300 г/л. Нижний этаж соответствует такому же этажу второго района.

Гидрогеохимическое районирование имеет практическое значение, поскольку определяет различную для конкретных районов направленность поисковых и разведочных работ: на нефть и газ, калийные и магнезиальные соли, лечебные воды, воды с промышленным содержанием микроэлементов и т.д.

ПОРОВЫЕ РАСТВОРЫ ГЛИН СТЕБНИКСКОГО И КАЛУШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

М.Г.Валяшко, Л.Г.Богашова, Л.З.Садыков

Московский государственный университет

Были изучены поровые растворы глинистых пород Стебникского и Калушского месторождений калийных солей. Поровые растворы Стебникского месторождения относятся к седиментационным высокоминерализованным рассолам сульфатного или хлоридного типа. Последние сформировались в результате взаимодействия первичных сульфатных рассолов с кальцийсодержащими породами.

Поровые растворы глин, отобранных в шахте Калушского месторождения, носят также седиментационный характер и относятся к сульфатному типу. Генезис поровых растворов, глинистых пород, взятых в карьере и соляно-глинистой "шляпе", связан с воздействием поверхностных маломинерализованных вод.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕКИСЛЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ЗАКАРПАТЬЯ

О.Д.Гончаров

Укргеокаптажминвод

Формирование месторождений углекислых минеральных вод определяется множеством факторов – геоструктурным, гидродинамическим, тектоническим, литологическим, геоморфологическим, термодиффузионным и др.

В Закарпатье известны почти все выделенные в настоящее время типы углекислых минеральных вод: I) гидрокарбонатные кальциевые (холодные) – Ужок, Келечин, Шаян, Билин; 2) гидрокарбонатные натриевые (холодные и теплые) – Поляна, Голубиное, Свалява, Плоское, Пасека, Ужгород, Шаян; 3) хлоридно-гидрокарбонатные натриевые и кальциево-натриевые – Соймы, Майдан, Квасы; 4) хлоридные натриевые – Соль, Усть Черная, В.Быстрый. Все месторождения Закарпатья имеют специфические особенности, отличающие их от месторождений углекислых вод, других регионов и друг от друга. В то же время существуют особенности, присущие только углекислым водам Закарпатья.

Месторождения углекислых вод расположены в различных структурно-фациальных зонах Складчатых Карпат и Закарпатского прогиба, однако их распространение приурочено к области Закарпатского (Перипенинского) глубинного разлома с оперяющими его нарушениями и к зоне Припаннонского глубинного разлома со связанными с ними интрузивными и вулканическими проявлениями.

Водовмещающими толщами в пределах каждого из месторождений углекислых вод являются породы различных стратиграфических подразделений, имеющих возраст от палеозоя до верхнего неогена включительно и представленных осадочными (Поляна, Соймы), интрузивными (Шаян) и метаморфическими (Ужгород) образованиями.

По гидрогеологическим условиям месторождения углекислых вод представляют собой локальные системы с местными областями питания и разгрузкой в аллювиальные отложения, покрывающие напорные трещиноватые водоносные горизонты, которые не имеют выдержанного стратиграфического распространения. По условиям залегания углекислые воды являются, как правило, трещинными и трещинно-жильными.

В геоморфологическом отношении большинство месторождений углекислых вод проявляется в местах пересечения эрозионными поверхностями (в основном долинами рек) трещиноватых зон, связанных обычно с осевыми частями антиклинальных складок (Поляна, Соймы, Квасы и др.).

Пространственное положение месторождений, газовый состав углекислых вод, присутствие некоторых микроэлементов и отдельные определения изотопного состава указывают на общий характер генезиса насыщающей воды углекислоты. Формирование же различных типов вод определяется гидрогеологическим характером структуры месторождения (степенью закрытости), литологическим составом водовмещающих толщ, условиями циркуляции, степенью участия древних инфильтрационных и измененных вод морского происхождения и т.д.

Типизация месторождений углекислых вод имеет важное значение при определении направления поисковых работ, выборе рациональной методики разведки и опытных гидрогеологических работ, а также для выработки оптимальных схем эксплуатации месторождений.

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ТРУСКАВЕЦКОГО РАЙОНА И ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИХ РЕСУРСОВ

А.И.Готра, О.Д.Гончаров

Укргеокапгажминвод

Подземные воды района обнаруживают вертикальную гидрогеохимическую зональность, в соответствии с которой состав и минерализация вод изменяются по глубине от пресных вод до высококонцентрированных рассолов. Гидроминеральную базу района составляют такие типы минеральных вод: а) уникальная минеральная вода "Нафтуся"; б) хлоридно-сульфатные натриевые воды средней минерализации (на курорте Трускавец известны под названием ист.№ 1-3); в) сульфатные кальциевые воды (на курорте Трускавец соответствуют ист. № 6); г) сульфатные натриевые воды типа Ижевских источников (на курорте Трускавец используются как воды ист. № 12); д) хлоридные натриевые и хлоридно-сульфатные натриево-магниевые рассолы.

Минеральная вода "Нафтуся" относится к пресным гидрокарбонатным кальциево-магниевым водам с минерализацией 0,6-0,9 г/л, содержащим биологически активные органические вещества нефтяного происхождения. В настоящее время разведано Трускавецкое месторождение этой воды и ведутся работы по подсчету запасов. Формирование "Нафтуси" происходит в зоне активного водообмена, на тех участках, где водовмещающие породы, представленные песчаниками верхневоротыщенской свиты, хорошо промыты от солей и обогащены нефтяной органикой.

Воды типа ист. № I-3, используемые на курорте Трускавец, характеризуются общим хлоридно-сульфатным натриевым составом и различаются по минерализации. К водам ист. № I-3 относятся воды с концентрацией солей 4-6, 8-12, 14-18 г/л соответственно.

Сульфатные кальциевые воды характерны для зоны активного водообмена и приурочены к загипсованным породам воротыщенских отложений в верхних частях разрезов. Воды этого типа на курорте Трускавец известны как ист. № 6 и имеют ограниченное распространение.

Сульфатные натриевые воды типа Ижевских источников приурочены к загипсованным породам воротыщенской свиты, слагающим небольшие синклинальные складки, и имеют локальное распространение. Получение дополнительных количеств этой воды возможно на участках развития загипсованных пород в более глубоких частях разрезов.

В районе широко распространены рассолы хлоридные натриевые, хлоридно-сульфатные натриево-магниевые с минерализацией от 35-50 до 300-400 г/л. Часто встречаются рассолы с повышенным содержанием таких компонентов, как йод, бром, а из газов сероводород. Эти воды распространяются и формируются в зоне выщелачивания соленосных пород воротыщенской свиты на контакте с образованиями гипсово-глинистой "шляпы" в условиях затрудненного водообмена.

По условиям залегания и составу водовмещающих пород рассольные воды могут быть встречены в местах развития соленосных комплексов пород под чехлом образований гипсово-глинистой "шляпы" на участках Помярки, Липки, Городыще.

Большая и всевозрастающая потребность в выделенных типах минеральных лечебных вод вызывает необходимость постановки поисково-разведочных работ для увеличения их ресурсов. Изучение условий распространения и формирования этих вод поможет правильно выбрать направление дальнейших работ, чтобы обеспечить гидроминеральной базой курорты.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СОВЕТСКИХ КАРПАТ

В.С.Пономарь

Институт минеральных ресурсов МГ УССР

Закономерности пространственной изменчивости инженерно-геологических условий Советских Карпат прослеживаются на основе районирования, в схеме которого регионы и области выделены с учетом выяснения региональных и зональных закономерностей в оценке инженерно-геологических условий. Районы, в свою очередь, прослеживаются по следующим признакам: преобладанию конкретного геолого-генетического комплекса (или комплексов) пород, близких по вещественному составу и физико-механическим свойствам; относительной литологической однородности пород в активной зоне строительства и эксплуатации сооружений; однотипности параметров глубины залегания, водообильности и агрессивности подземных вод; характеру геологических процессов (оползни, карст, сели и др.); однотипной расчлененности рельефа; характеру изменения природной среды деятельностью человека (гидротехническое строительство, проходка и эксплуатация горных выработок и т.д.).

Для выяснения закономерностей пространственной изменчивости физико-механических свойств горных пород использована разработанная по инженерно-петрологическому принципу их классификация. В ней породы подразделяются на инженерно-геологические группы, отражающие их физические, механические и водные свойства, и комплексы и типы, характеризующие их литологию, генезис и возраст. Выделены следующие группы пород: скальные, полускальные, несвязные, связные с подгруппой – лессовые, несвязные в сочетании со связными с двумя подгруппами – при преобладании первых и при преобладании вторых; связные с полускальными; связные, несвязные и полускальные нерасчлененные; породы особого состава, состояния и свойств.

При выделении комплексов и типов пород учитывались следующие понятия. Геолого-генетический комплекс – полуфациальное сообщество пород данного участка земной коры, сложившееся в естественных условиях под влиянием определенных тектонических и климатических факторов в течение конкретного геологического отрезка времени. Конкретизируя это понятие о комплексах, т.е. сопоставляя их с существующим стратиграфическим подразделением пород Советских Карпат, среди них выделяли комплексы I-3-го порядков, соответственно отвечающие группам и системам; отделам и ярусам; горизонтам. Литолого-генетический тип отвечает литолого-стратиграфическим подразделениям внут-

ри горизонтов, т.е. пластам и слоям пород, которые характеризуются литологической однородностью в силу сходных условий образования, а следовательно, и идентичными или близкими показателями физико-механических свойств.

В обосновании районирования Советских Карпат по изложенным принципам использованы карты: инженерно-геологическая, геолого-генетических комплексов и литолого-генетических типов плиоцен-антропогеновых отложений, геоморфологическая глубины залегания и агрессивности подземных вод и морфометрические (горизонтального и вертикального расчленения рельефа и углов наклона склонов), а также более мелкомасштабные картографические построения по неотектоническим движениям, просадочности лессовых пород, селям, карстопроявлениям и другим в сочетании с аналитическим и описательным материалом по инженерно-геологической характеристике отдельных элементов природной среды, определяющих в совокупности инженерно-геологические условия и их особенности по отдельным районам, областям и регионам.

В схеме районирования Советские Карпаты рассматриваются как регион, в котором выделены 3 области и 17 районов, характеризуемых в плане прогнозной оценки инженерно-геологических условий для различных наземных строительств.

ОБ ИЗМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД КУРОРТА ЛЮБЕНЬ ВЕЛИКИЙ И ИХ СВЯЗИ С СЕРНЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ

В.Н.Захарчук, Н.Х.Белоус

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Установлено, что минеральные воды курорта получаются из неглубоко залегающего (18-28 м) горизонта сероносных известняков Тортонского возраста. По существующей гипотезе предполагается, что они возникают из грунтовых вод, насыщающихся сероводородом Любеньского сероносного месторождения в сероносных известняках и гипсоангидритах, благодаря бактериальной сульфатредукции H_2S из гипсов тортона.

Предыдущими многолетними исследованиями химического состава вод курорта установлены незначительные колебания содержания различных компонентов в пределах каждого источника (источника № I и скв. № I, а также источника № 2).

Кроме стандартных и многочисленных определений, показавших такие пределы изменения состава определений в этих источниках, ограниченными анализами обнаружено присутствие компонентов, представленных в таблице.

Наименование источников	Содержание примесей, г/л								
	$Fe_{об}$	Hg	F	NO_3	I	HPO_4	H_2SiO_3	Br	NH_4
Источник № I	0,001-	-		0,0008	0,0004-	29,6	-	0,0002	0
скв. № I	0,48				0,022				
Источник № 2	сл-	0-	0,05	0,0003-	сл-	I9-	0,0003	0-	сл
	0,0I7	0,00I		0,0006	0,0005	3I,8	0,005	0,006	0,000

Единичные определения в воде следов фенола - до 0,000025 г/л.

Температура воды у источника изменяется в пределах 8-II°С. В воде соседних скважин временами увеличивается содержание соединений железа (скв. № 2 к); встречаются следы меди (скв. № 5), а в скважине, пробуренной в I930 г., вода была обогащена кремнекислотой и свободной углекислотой.

Выяснено, что общая минерализация источников и концентрация сероводорода в них сильно зависит от водозовых.

При изучении имеющихся химических анализов на протяжении I0 лет было определено, что изменение содержания основных компонентов минеральной воды хотя незначительны (зачастую в пределах точности анализов), однако часто случаются некоординирующиеся показатели содержания, показывающие, что на состав минерализованной воды влияет не только фактор разбавления ее поверхностными водами, но и периодический приток глубинных вод различного качества.

I. Изменяется соотношение K и Na, Ca и Mg, $K+Na$ и $Ca+Mg$, что свидетельствует не столько о разбавлении, сколько о дополнительном привносе этих элементов (не из одного соляного пласта).

2. Не всегда также выдерживается корреляция между HCO_3, Cl SO_4 и соотношения их с катионами, что подтверждает высказанное предположение.

3. Появление следов NH_4, NO_3, I, Br и иных фенолов, возможно, свидетельствует о периодическом подтоке вод из нефтегазоносных слоев.

4. Появление следов Mg, Cu, Fe, HPO_4, свободной углекислоты может быть признаком периодического подтока ювенильных вод.

Среди бактерий в воде значительно преобладают бактерии, окисляющие сероводород, и единичные бактерии, редуцирующие сульфаты.

Таким образом, изучение имеющегося материала показывает, что вопрос о генезисе сероводородных минеральных вод, как и питающих их серных месторождений, еще нельзя считать окончательно выясненным. Необходимо повысить точность химических анализов, гарантию их чистоты, усилить изучение примесей в минеральных водах и осадках для выяснения происхождения минеральных вод и месторождений, а также для улучшения направления поисковых работ.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕРГЕЛЬНО-МЕЛОВОЙ ТОЛЩИ ЛЬВОВСКОЙ ОБЛАСТИ И ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ

Г.Г.Лютый

Львовская геологическая экспедиция треста "Киевгеология"

Водоносный горизонт мергельно-меловой толщи верхнего мела широко развит во Львовской области и является одним из основных горизонтов, на базе которых основано водоснабжение г.Львова.

Трещиноватость мергельно-меловой толщи, имеющая основное значение в ее водопроницаемости, развита по площади очень неравномерно. Наибольшей трещиноватостью и водопроводимостью эта толща характеризуется в долинах рек, к которым и приурочены водозаборы подземных вод. На склонах водоразделов трещиноватость резко снижается, а на водоразделах почти полностью исчезает.

Гидрогеологические условия участков водозаборов очень сложные, что определяется прежде всего изменением фильтрационных свойств водовмещающих пород по направлению от долин к водоразделу, а также разгрузкой водоносного горизонта мергельно-меловой толщи в долинах рек. Эти обстоятельства практически исключают возможность получения представительных параметров горизонта в период проведения детальной разведки, а в связи с этим применение гидродинамического и гидравлического методов не может дать достаточно надежные данные при оценке эксплуатационных запасов подземных вод по участкам.

Наиболее пригодным в подобных сложных гидрогеологических условиях методом оценки эксплуатационных запасов подземных вод является метод аналогии, основанный на опыте эксплуатации действующих водозаборов, работающих в идентичных гидрогеологических условиях. Применительно к задаче определения общей величины запасов их оцен-

ка по аналогии заключается в переносе рассчитанного модуля эксплуатационных запасов или удельного водоотбора на единицу площади или длины эксплуатирующегося месторождения на вновь оцениваемое.

Подобный метод был применен Львовской экспедицией треста "Киевгеология" при разведке эксплуатационных запасов подземных вод мергельно-меловой толщи Золочевской группы водозаборов и получил положительную оценку Государственной комиссии по запасам подземных ископаемых при СМ СССР. В качестве эксплуатирующихся аналогов были приняты Зарудцевский и Мокротинский водозаборы, изучение опыта эксплуатации которых позволило выделить модуль эксплуатационных запасов, равный 8 л/сек·км^2.

Применение метода аналогии при оценке эксплуатационных запасов подземных вод мергельно-меловой толщи позволяет получить достаточно представительные исходные данные, обеспечивающие надежность разведанных эксплуатационных запасов. Кроме того, применение этого метода исключает необходимость проведения дорогостоящих продолжительных групповых откачек и бурения разведочно-эксплуатационных скважин большого диаметра, что значительно сокращает время и затраты на детальную разведку.

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИИ СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ

В.М.Таци

Солотвинский солерудник Укрглавсоли МПП УССР

Анализ геологического развития территории солянокупольных структур Закарпатского внутреннего прогиба и в первую очередь структурно-тектонический анализ позволяет выявить некоторые закономерности, определяющие гидрогеологические и инженерно-геологические условия соляных куполов. Эти закономерности сводятся к следующему:

I) наибольшей водообильностью характеризуются структуры, в которых соляное ядро протыкает лежащие выше терригенные породы и перекрытые современными накоплениями. Это купола открытого типа. Водоносные горизонты здесь приурочены как к надсолевым современным накоплениям (надсолевые воды), так и к трещиноватым разностям терригенной толщи в боках соляных куполов (околосолевые воды). Для куполов этого типа характерно наличие в кровле гипсов - глинистой "шляпы", роль которой в жизни месторождений велика: она предохраняют соляные купола от интенсивного растворения и горные выработки от попадания в них надсолевых вод;

2) на куполах закрытого типа водоносные горизонты приурочены к коре выветривания верхней части разреза и к зонам тектонической трещиноватости. Последняя развивается в зависимости от степени соляного диапиризма: чем больше выражены явления соляного диапиризма, тем выше трещиноватость терригенных надсолевых пород и выше их обводненность.

Мощность надсолевых пород куполов этой группы может быть различной и в зависимости от этого обводненность их будет неодинаковая. При мощности в несколько десятков метров водообильность будет выше, чем при мощности в сотни метров. В первом случае присутствует более активная трещиноватость, вызванная процессами выветривания. Наряду с этим типом трещиноватости присутствуют и трещины разрыва, образовавшиеся при соляном тектогенезе.

При более значительной мощности надсолевых отложений трещины выветривания имеют подчиненное значение, так как они с глубиной исчезают, а распространены в основном тектонические трещины.

Глубокие соляные структуры находятся в наиболее благоприятных гидрогеологических условиях. Это глубоко залегающие структуры, находящиеся в зоне активного водообмена. Покрывающая их терригенная толща водоносна только на участках развития тектонических разломов, возникших в период формирования структурных элементов Карпат. Тектонические трещины, возникающие в результате процессов соляного тектогенеза, как правило, отсутствуют.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛЬВОВСКОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО ПРОГИБА

Р.И.Разуваева

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Верхнедевонские отложения широко распространены на территории Львовского палеозойского прогиба и представлены франским и фаменским ярусами. Они полого погружаются с востока на запад от 50–100 до 2000–2300 м. Литологически представлены переслаиванием карбонатных и терригенных пород мощностью 300–1300 м. Карбонатные разности местами сильно трещиноваты и кавернозны.

По водообильности в верхнедевонских отложениях выделяются задонско-елецкий горизонт фаменского яруса и золочевская свита франского яруса, которые рассматриваются нами как два самостоятельных водоносных горизонта. При их вскрытии скважины часто фонтани-

руют с большими напорами (пл.Олеско, Золочев, Милятин, Балучин и др.).

Бо́льшей водообильностью отличается золочевский водоносный горизонт.Скважины,вскрывшие его,переливают с дебитами 4-5760 м^3/сутки (чаще 1000-5760 м^3/сутки). В переливающих скважинах, вскрывших задонско-елецкий водоносный горизонт, дебиты изменяются в пределах 50-3500 м^3/сутки. Исключение составляет скважина 2-Н.Милятин, дебит которой равен 20 000 м^3/сутки, прошедшая зону разлома, по которой осуществляется гидравлическая связь задонско-елецкого и золочевского водоносных горизонтов.

Подземные воды задонско-елецкого и золочевского водоносных горизонтов отличаются и по химическому составу. Для сравнительной гидрохимической характеристики были рассмотрены воды золочевской свиты и задонско-елецкого горизонта на глубинах до 100 м, от 1000 до 2000 м и свыше 2000 м:

а) на глубинах до 1000 м воды отличаются пестротой химического состава. Отметим, что воды золочевского водоносного горизонта имеют меньшую минерализацию (М=0,4-3,4 г/л) по сравнению с водами вышезалегающего задонско-елецкого горизонта (М=1,2-6,6 г/л). При одинаковой минерализации вод этих двух водоносных горизонтов содержание сульфатов больше в водах золочевского горизонта;

б) на глубинах 1000-2000 м также прослеживается гидрохимическая инверсия. Под более минерализованными водами задонско-елецкого водоносного горизонта (М=30-60 г/л) залегают воды золочевского горизонта с меньшей минерализацией (М=8,5-22 г/л). Тип вод первых хлоркальциевый и гидрокарбонатнонатриевый, вторых - сульфатнонатриевый. В водах задонско-елецкого горизонта количество сульфатов 0,2-1,6%-экв, или 127-1272 мг/л, а в водах золочевского горизонта их значительно больше - 13,4-31,4%-экв, или 3945-5086 мг/л;

в) на глубинах свыше 2000 м встречены только воды золочевского водоносного горизонта - хлоркальциевые рассолы с минерализацией 80-100 г/л, сильно метаморфизованные ($\frac{Na}{Cl}$ =0,78-0,79), почти бессульфатные (SO_4 =0,5-2,2%-экв).

Отличительной особенностью верхнедевонских отложений является наличие в них значительного количества сероводорода (от следов до 153,5 мг/л, чаще 0,34-36,55 мг/л), причем максимальные его концентрации зафиксированы в водах золочевской свиты. Закономерной связи между содержанием сероводорода и минерализацией не наблюдается. Глубина залегания водоносного горизонта не влияет на концен-

трацию сероводорода в нем. Причиной образования сероводорода в водах верхнедевонских отложений, по-видимому, являются процессы сульфатредукции в присутствии рассеянной органики, которой изобилуют породы верхнего девона.

Специфический солевой и газовый состав вод верхнедевонских отложений придает им ценные бальнеологические свойства. В настоящее время на базе вод золочевского водоносного горизонта функционируют Олесский и Золочевский заводы по разливу минеральных вод (известные минеральные воды "Олеско" и "Золочевская").

Наличие высоких дебитов при самоизливе вод задонско-елецкого и золочевского водоносных горизонтов, их постоянство во времени позволяют предполагать, что в этих горизонтах есть значительные гидроминеральные ресурсы для дальнейшего расширения уже имеющихся и строительства новых заводов минеральных вод. Для решения этого вопроса необходимо наметить и провести детальный комплекс гидрогеологических исследований на данной территории.

ЙОДО-БРОМНЫЕ ВОДЫ ПРЕДКАРПАТЬЯ

И.Н.Лихоманова, Л.П.Мышкин, А.Ф.Романюк, И.Ф.Костяк, Н.М.Синюк

Украинский научно-исследовательский геологоразведочный институт

На значительной территории Предкарпатского прогиба и надвинутой на него части Скибовой зоны Карпат подземные воды почти всех коренных отложений содержат в повышенных количествах некоторые ценные микрокомпоненты, среди которых первостепенное значение имеют йод и бром. Концентрация их в водах скважин на многих площадях достигает промышленных кондиций - йод более 10-18 мг/л и бром более 200 мг/л.

Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба йодо-бромные (или йодные и бромные) воды и рассолы приурочены к палеозойскому, юрскому, меловому и неогеновому (тортон-сарматскому) водоносным комплексам.

Во Внутренней зоне прогиба и в Скибовой зоне Карпат они связаны с мощным водоносным комплексом мел-палеогенового флиша.

В палеозойском и мезозойском (юра - мел) водоносных комплексах Внешней зоны прогиба часто встречаются йодо-бромные воды с промышленной концентрацией йода 10-40 мг/л и брома 200-400 мг/л -

в северо-западных и центральных частях прогиба от Кохановки (на северо-западе) до широты Незавизов – Парыще (на юго-востоке). В юго-восточной части Внешней зоны содержание йода и брома в водах этих комплексов ниже кондиционных.

В неогеновом водоносном комплексе Внешней зоны пластовые воды примерно на той же территории (от границы ПНР до Богородчан) – содержат высокие концентрации йода, иногда в несколько раз превышающие кондиции (до 50–100 мг/л), а содержание в них брома ниже кондиционных (менее 100–150 мг/л). В юго-восточной части Внешней зоны прогиба к отложениям сармата и тортона приурочены, как правило, слабоминерализованные воды с непромышленными концентрациями йода и брома.

Во флишевых горизонтах Внутренней зоны прогиба и Скибовой зоны Карпат пластовые воды с промышленным содержанием йода (10–40 мг/л) и брома (200–1200 мг/л) выявлены в северо-западной и центральной части территории (до Слободы Рунгурской на юго-востоке). В Покутских Карпатах подземные воды имеют меньшую минерализацию с концентрацией полезных компонентов ниже кондиций.

Низким содержанием йода и брома характеризуются также концентрированные хлоридно-натриевые рассолы (рассолы выщелачивания соленосных пород), заключенные в песчаных линзах и прослоях среди соленосно-глинистых моласс Внутренней зоны прогиба.

Водообильность горизонтов, содержащих промышленные йодо-бромные воды, является одним из основных параметров, определяющих возможность их промышленной добычи. Наиболее водообильные горизонты обнаружены во Внешней зоне Предкарпатского прогиба в отложениях верхнего мела (кондиционные йодо-бромные воды района Грыновка – Кадобно) и нижнего сармата (промышленные йодные воды района Угерско – Северные Медыничи), для которых проведены расчеты эксплуатационных запасов промышленных вод.

Для промышленной добычи йодо-бромных вод, представляющих ценное сырье для химической промышленности, требуется решение многих вопросов, связанных с техникой их эксплуатации, технологией извлечения из них полезных компонентов и сбросом отработанных рассолов.

ВЛИЯНИЕ ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА НА ФОРМИРОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЭТОЙ ТЕРРИТОРИИ

Е.Е.Архильдеева

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Среди нерудных полезных ископаемых Закарпатья большое значение имеют термальные воды, которые могут быть использованы в народном хозяйстве как источник тепловой энергии и сырье для получения химически ценных компонентов, а также в бальнеологии.

В пределах Закарпатского прогиба термальные воды вскрыты при бурении структурных и поисково-разведочных скважин на нефть и газ на различных глубинах. В Чоп-Мукачевской впадине термальные воды (температура 26-30°С) распространены в верхних частях разреза (пл.Залуж, Иршава) на глубине 134 м (скв.№ 202,209). На глубине 2310 м,в отложениях триаса,выявлены воды с температурой 123-127°С (скв.№ 1,3). В пределах Солотвинской впадины, на Вышковской площади, температура воды на глубине 630 м близка 42°С, а на пл.Теребля на глубинах 2170-3780 м температура воды - 89-142°С.

Установленная в Закарпатском прогибе современная гидротермальная система сформировалась в результате сложного длительного процесса, на развитие которого существенное влияние оказывали геотектонические явления. Наиболее значительным это влияние было во время интенсивной складчатости, когда происходило "оживление" старых и возникновение новых разломов, служивших путями подъема глубинного вещества.

В молдавскую фазу складчатости (Гофштейн, 1964) наиболее активным был Припаннонский глубинный разлом, с деятельностью которого связаны вулканические проявления в районе Берегово. С этой же фазой складчатости можно связывать широкое развитие гидротермального вулканизма, когда по разломам поднимается не глубинный флюид, который, по В.В.Аверьеву, представляет очень горячий минерализованный и газонасыщенный водный раствор. Продвигаясь к поверхности, флюид при остывании, освобождался от растворенных в нем рудных компонентов, и в приповерхностных горизонтах представлял собой слабоминерализованный водный раствор, который, смешиваясь с подземными водами, нагревает их. Такой гидротермальный вулканизм оказывал влияние на подземные воды Закарпатского артезианского бассейна, что должно было привести к формированию гидротермальной системы в юго-западной части прогиба вдоль Припаннонского глубинного разлома (на площадях Вышково, Залуж, Иршава и др.).

В плиоценовое время наиболее активным был Закарпатский глубинный разлом, с деятельностью которого связано возникновение Выгорлат-Гутинской вулканической гряды. Кроме того, в плиоценовое время активизировались и поперечные разломы. Возникшая система разломов служила также путями подъема глубинного флюида, что обусловило широкое развитие гидротермального вулканизма. Воздействие его на подземные воды, аналогичное описанному выше, вызвало формирование гидротермальной системы на более широкой территории, охватывающей весь Закарпатский прогиб (включая пл.Теребля и др.).

Исследования, проведенные в областях современного вулканизма, позволили установить, что гидротермальный вулканизм запаздывает по отношению к магматическому вулканизму и представляет собой процесс, сильно растянутый во времени. Поэтому современную гидротермальную систему Закарпатья можно связывать с оживлением геотектонической активности в плиоценовое время.

Выяснение условий формирования гидротермальной системы Закарпатского прогиба определяет дальнейшее направление поисков такого важного полезного ископаемого как термальные воды.

ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ – ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДКАРПАТЬЯ

В.П.Василечко, В.С.Иванишин, Ю.М.Смук, Б.В.Хома

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Выгодская залежь Долинского месторождения введена в промышленную разработку в 1957 г. без поддержания пластового давления, что привело к развитию режима растворенного газа. Начальное пластовое давление к средине 1963 г. снизилось с 315,4 до 212,3 ат, а газовый фактор возрос до 670 $м^3/т$, т.е. в 3,5 раза превысил газосодержание пластовой нефти.

Данные эксплуатации и гидродинамические расчеты показали, что при разработке залежи на естественном режиме конечная нефтеотдача не превысит 15–17%. Поэтому в 1960 г. начата промышленная закачка воды в пласт.

Заводнение залежи, согласно гидродинамическим расчетам, позволит довести конечный коэффициент нефтеотдачи до 0,4. Компенсация отбора закачкой с 1964 г. привела к стабилизации и дальнейшему росту пластового давления, снижению газового фактора до 160–180 $м^3/т$ и замедлению темпа падения добычи нефти.

Приконтурная и сводовая закачка воды из-за низких коллекторских свойств, их неоднородности и больших размеров залежи недостаточно воздействовала на все эксплуатационные скважины. В этой связи на отдельных участках залежи продолжал развиваться режим растворенного газа. Поэтому в 1969 г. начато разрезание выгодской залежи по линии II эксплуатационного ряда юго-восточного блока, приконтурная часть которого характеризуется очень низкими коллекторскими свойствами. Разрезание залежи резко увеличило дебиты нефти окружающих эксплуатационных скважин, в результате чего добыча нефти

по выгодским отложениям на протяжении 1970-1971 гг. увеличилась на 50-100 тыс.т/год при снижении ее в предыдущие годы на 40-45 тыс.т/год.

Положительные результаты, полученные при разрезании выгодской залежи Долинского месторождения, указывают на эффективность переноса линии нагнетания воды в условиях низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья и целесообразность перехода к площадному заводнению.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ КОМБИНИРОВАННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ ГАЗОМ И ВОДОЙ (Для Предкарпатских и других месторождений)

Е.И.Лискевич

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Изучались возможности увеличения коэффициента вытеснения нефти комбинированным воздействием на пласт газом и водой для условий Битковского месторождения.

Исследования проводились на моделях пластов, составленных из естественных образцов пород, с использованием пластовых флюидов: нефти из менилитовых отложений, газа из эоценовой залежи и модели пластовой воды.

Условия проведения опытов были максимально приближены к пластовым (пластовое давление и температура) благодаря применению при их проведении кернодержателя конструкции ЦНИЛ и другой стандартной и нестандартной аппаратуры.

Проведены следующие виды экспериментов:

1) вытеснение пластовой нефти водой с последующим вытеснением газом;

2) вытеснение пластовой нефти газом с последующим вытеснением водой;

3) вытеснение пластовой нефти газом и водой одновременно при различном их соотношении в условиях, когда пластовое давление превышало давление насыщения нефти;

4) вытеснение пластовой нефти газом с последующим вытеснением газоводяной смесью при тех же условиях;

5) вытеснение пластовой нефти газом и газоводяной смесью после частичной эксплуатации модели на режиме растворенного газа при различном соотношении газа и воды в вытесняющем агенте;

6) вытеснение пластовой нефти методом попеременного воздействия на пласт газом и водой при различном их соотношении.

Экспериментальными работами установлено, что:

а) во всех случаях комбинированного воздействия на пласт газом и водой значительно увеличивается коэффициент вытеснения нефти;

б) при воздействии на пласт газом и водой при различном их соотношении коэффициент вытеснения для условий Битковского месторождения может быть увеличен по сравнению с коэффициентом вытеснения газом на 25%, по сравнению с коэффициентом вытеснения водой на 15% от первоначального содержания нефти в пласте.

Максимальные коэффициенты вытеснения получены при воздействии газоводяной смесью на пласт в начальной стадии его разработки.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗООТДАЧИ РАЗНОПОРИСТЫХ СРЕД ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ПРЕДКАРПАТЬЯ

Р.М.Кондрат, В.П.Войцицкий

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Разработка газовых залежей при упруговодонапорном режиме сопровождается вторжением в газонасыщенную часть пласта подошвенных или контурных вод и защемлением в пористой среде значительных объемов газа. Оставшийся за фронтом вытеснения газ находится в адсорбированном состоянии на поверхности породы в виде мелкодисперсных пузырьков, прочно удерживаемых капиллярными силами на границе раздела фаз, в изолированных или слабодренированных зонах и пропластках, в малопроницаемых прослоях с предельным градиентом, а также растворяется в пластовой воде.

Проведенные нами исследования по вытеснению газа водой из однородных и неоднородных моделей пористых сред показывают, что при снижении давления в заводненной зоне, т.е. в условиях, характерных для упруговодонапорного режима, защемленный газ вначале расширяется и практически не движется. И только после достижения остаточной газонасыщенностью некоторого "критического" значения весь расширившийся в процессе дальнейшего снижения давления газ становится подвижным. Следовательно, основное количество защемленного газа может быть добыто только при условии значительного снижения давления по сравнению с теми давлениями, при которых

произошло обводнение элементарных объемов. Этот фактор имеет немаловажное значение для способа разработки газовой залежи. Считалось, что величина конечной газоотдачи определяется отношением текущего давления к начальному и не зависит от способа снижения давления: до начала заводнения или на стадии до разработки залежи. Согласно проведенным исследованиям, в некоторых случаях целесообразным является первый способ снижения давления, что достигается форсированием отбора газа из залежи.

В результате неоднородного строения продуктивных горизонтов пластовые воды вторгаются по наиболее проницаемым или дренируемым пропласткам и зонам, что приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин. Одним из возможных путей регулирования равномерного продвижения контура газоносности по площади и разрезу является одновременный с добычей газа отбор воды из относительно быстро обводняющихся пропластков с помощью скважин, расположенных на начальном контуре газоносности, или обводнившихся эксплуатационных скважин. Предпочтение следует отдать второму способу, так как в данном случае в результате обводнения скважин известны основные направления активного продвижения, а следовательно, и отбора вод, не требуется бурить дополнительные скважины, снижаются объемы отбираемой воды (вследствие уменьшения фазовой проницаемости для воды в результате защемления и последующего расширения остаточного газа).

При снижении давления в заводненной зоне в разработку вовлекаются ранее недренируемые или малопроницаемые зоны и пропластки, газ из которых при определенных условиях в значительном количестве поступает в газонасыщенную часть пласта.

Это подтверждается результатами проведенных нами исследований процессов фильтрации и сегрегации газоводяных смесей в пористой среде.

Таким образом, регулируемое обводнение газовых залежей увеличивает коэффициент газоотдачи и улучшает технико-экономические показатели разработки. При этом подавляющее большинство газа, оставшегося за фронтом вытеснения, может быть извлечено на поверхность.

Некоторые из отмеченных особенностей проявления упруговодонапорного режима могут найти применение при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений Предкарпатья.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЗАИМОСВЯЗИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
(На примере Битковского месторождения)

И.Н.Мищук

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

При проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений очень важно правильно оценить степень взаимосвязи продуктивных пластов объекта разработки.

На раннем этапе проектирования разработки месторождений или на месторождениях с особо высокой степенью неоднородности продуктивных горизонтов различные геологические построения, используемые для изучения взаимосвязи пластов, до некоторой степени условны и могут привести к неправильным выводам.

Для изучения взаимосвязи продуктивных пластов нами установлена корреляционная зависимость между коэффициентом расчлененности и средней эффективной мощностью одного песчаникового прослоя для средне- и нижнеменилитовой подсвит Битковского месторождения.

Связь между этими величинами описывается уравнением

$$\bar{h}_{ср} = a k^{b},$$

где $\bar{h}_{ср}$ – средняя эффективная мощность одного песчаникового пропластка; k – коэффициент расчлененности;
a и b – коэффициенты уравнения.

В таблице приведены коэффициенты, характеризующие тесноту корреляционной связи, и коэффициенты уравнений.

Залежь	Коэффициент корреляции	Корреляционное отношение, $\varrho_{\bar{h}_{ср}}$	при a $\bar{h}_{ср} = f(k)$	при b $\bar{h}_{ср} = f(k)$
Среднеменилитовая	– 0,5	0,65	5,99	– 0,3
Нижнеменилитовая	– 0,34	0,5	5,39	– 0,25

При взаимосвязи пластов коэффициент в может принимать значения от 0 до – 1 и назван нами как "статистический коэффициент гидродинамической связи". Чем ближе в к – 1, тем выше гидродинамическая связь рассматриваемого объекта разработки. Для среднеменилито-

вой подсвиты в равен -0,3, для нижнеменилитовой подсвиты в равен 0,25, следовательно, гидродинамическая связь пластов среднеменилитовой подсвиты выше чем нижнеменилитовой. Это обстоятельство необходимо учитывать при выборе техники и технологии закачки вытесняющего агента.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА БОРИСЛАВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.С.Шнерх, Р.М.Кондрат

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Промысловая подготовка нефти на Бориславском месторождении повсеместно осуществляется теплохимическим способом на групповых сборных пунктах.

Завышенные расходы деэмульгаторов (даже в случае применения высококачественных неиногенных реагентов типа дисольван и др.), необходимость интенсивного подогрева продукции (до температуры 60-90°С - в зависимости от характера водонефтяной эмульсии) для доведения качества нефти до товарных кондиций и как следствие значительные затраты на подготовку нефти заставили изыскивать новые способы деэмульсации с лучшими технологическими и технико-экономическими показателями.

Таким способом оказался процесс внутритрубопроводной деэмульсации.

Для условий Бориславского месторождения проведение внутритрубопроводной обработки продукции скважин путем подачи деэмульгатора на забой или в выкидные линии трудноосуществимо и не всегда экономически выгодно из-за низких дебитов и разбросанности скважин. Более целесообразно вводить реагент в общий поток водонефтяной смеси после распределительной гребенки с предварительным сбросом свободной воды. Последнее важно для Бориславского месторождения, где обводненность продукции отдельных скважин достигает 98%.

Исследования по внутритрубопроводной деэмульсации нефти с предварительным отделением свободной воды на групповом пункте № 747 показывают, что в данном случае значительно снижается удельный расход деэмульгатора и уменьшается температура обработки и расход газа на подогрев водонефтяной эмульсии при одновременном улучшении качества подготовки нефти.

Способ внутритрубопроводной деэмульсации нефти с предварительным сбросом воды экономит тепловую энергию, сокращает время пребывания нефти на месторождении и уменьшает потери легких фракций из резервуаров.

В соответствии с результатами исследований даются рекомендации по совершенствованию схем промысловой подготовки нефти на Бориславском месторождении.

К ВОПРОСУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН В ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДКАРПАТЬЯ

Г.Д.Савенков, В.С.Бойко, В.И.Горгула

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Анализ опыта применения гидропескоструйной перфорации (ГПП) для первичного вскрытия и интенсификации продуктивности скважин на нефтяных месторождениях Предкарпатья показывает, что малая эффективность работ в основном обусловлена тонкослоистым строением продуктивных горизонтов, незначительной долей интервала воздействия в продуктивном разрезе скважины и малой продолжительностью выработки канала.

В работе доказывается связь между низкой эффективностью ГПП по существующей технологии и сложным тонкослоистым строением коллекторов нефтяных залежей Предкарпатья. Применение методов теории вероятностей дало возможность количественно обосновать высокое качество перфорации скважин гидропескоструйным аппаратом, в частности с наклонными каналами воздействия.

На основании теоретических и экспериментальных исследований установлено, что продолжительность выработки канала в коллекторах месторождений Предкарпатья должна составлять 25–35 мин, при этом увеличение глубины канала приведет к повышению продуктивности скважины на 5–15%.

Однако, как показывают расчеты, незначительная доля интервала воздействия во вскрытом продуктивном разрезе при сравнительно высоком исходном значении приведенного радиуса скважины усиливает действие отмеченных факторов.

Для получения положительного эффекта от применения ГПП при известной стоимости работ кратность увеличения продуктивности скважины должна превышать некоторую вполне определенную величину, зная

которую, можно определить необходимую долю интервала воздействия или потребное увеличение приведенного радиуса скважины.

ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРУ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ СЕВЕРО-ДОЛИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.И.Антонишин, А.А.Борковский

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Эффективность солянокислотной обработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных и нефтегазовых месторождений Прикарпатья в основном определяется цементацией и особенностями структуры порового пространства пород-коллекторов.

Для оценки влияния указанных факторов на эффективность солянокислотной обработки исследовались структура порового пространства, количество и состав цемента мелкозернистых кварцевых песчаников выгодской свиты Северо-Долинского нефтегазового месторождения, сцементированных карбонатно-глинистым цементом базальтно-порового типа.

Данные микроскопического исследования показали, что обломочная часть этих пород на 90-95% состоит из мелкозернистой фракции зерен кварца, а цемент представлен микрозернистым кальцитом и пелитоморфным глинистым веществом и составляет 16-18% объема породы.

Поровое пространство исследуемых пород до кислотной обработки характеризуется следующими параметрами: максимальный размер пор составляет 60-70 мк, а соединяющих их каналов - 30-40 мк. Средние диаметры соответственно составляют 23-27,5 и 7,4-10 мк. Условный диаметр поровых каналов колеблется между 6 и 10,5 мк. Пористость по бакелиту составляет 3,1-4,2%, расчетная проницаемость - 19,6-27 мд.

После кислотной обработки параметры порового пространства исследуемых пород увеличиваются. Так, максимальный размер пор увеличивается до 90-100 мк, а соединяющих их каналов - до 40-50 мк. Средние диаметры соответственно составляют 26-29 и 7,5-11,5 мк. Условный диаметр поровых каналов изменяется в пределах 8-11 мк. Пористость по бакелиту увеличивается до 7-8,2%, а расчетная проницаемость - до 34,5-47 мд, т.е. почти в 2 раза.

Увеличение параметров порового пространства мелкозернистых кварцевых песчаников Северо-Долинского нефтегазового месторождения,

сцементированных карбонатно-глинистым цементом базально-порового типа, значительно ниже, чем в случае рыхлых полимиктовых песчаников Леляковского нефтяного месторождения ДДВ, сцементированных карбонатным цементом порового типа. При солянокислотной обработке последних фильтрационные свойства их увеличиваются в 6-7 раз.

Проникновение солянокислотных растворов в плотные кварцевые песчаники Северо-Долинского нефтегазового месторождения происходит более или менее равномерно, что свидетельствует об относительной однородности пород. При этом главным образом разъедается микрозернистый кальцит цемента.

Количественная оценка выноса цементирующего вещества растворами соляной кислоты показала, что в процессе обработки выносится в основном карбонатное вещество цемента. Если до кислотной обработки в составе цемента количество карбонатов составляло 4-4,6%, глины - 10,9-11,3, глауконита - 0,2-3%, то после кислотной обработки эти значения соответственно составляют 0,6-1,7, 10-10,8, 0-2,5%.

Таким образом, даже в случае сильноглинистых коллекторов применение солянокислотной обработки позволяет значительно улучшить фильтрационные свойства пород призабойной зоны.

БИОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ИЗОЛЯЦИИ ВОД В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

А.М.Гольденберг

Центральная научно-исследовательская лаборатория
объединения "Укрнефть"

Преждевременное обводнение нефтяных скважин в процессе их эксплуатации и в результате заводнения залежи значительно снижает добычу нефти. Поэтому изыскание эффективных и доступных средств борьбы с обводнением нефтяных скважин имеет важное народнохозяйственное значение.

Разрабатывался способ использования биохимической деятельности микроорганизмов для ограничения водопритока в нефтяные скважины. Несмотря на давно известный факт причастности микроорганизмов к уменьшению проницаемости заводняемых пластов, имеется лишь одна публикация, в которой ставится задача целенаправленного применения бактерий для изоляционных работ активацией в пласте микробиологических процессов сульфатредукции и отложением в порах сульфидов тяжелых металлов.

Подтверждены преимущества использования другого, менее специфического и характерного для большинства видов микроорганизмов, свойства: способность изменять pH окружающей среды. Эта особенность позволяет применить их в качестве стимуляторов отверждения некоторых известных и апробированных в промысловой практике изоляционных материалов (золя жидкого стекла, мочевино-формальдегидной смолы и др.).

Исследования проводились на лабораторных моделях в виде искусственных (насыпных) и естественных кернов в условиях, приближенных к пластовым.

Показано, что микроорганизмы, изменяя в процессе жизнедеятельности pH питательной среды, стимулируют образование гелей или осадков из предварительно добавленных в нее изоляционных материалов непосредственно в толще породы. Мочевино-формальдегидная смола отвердевает при закачке ее в предварительно инфицированный керн.

При наличии достаточно активной культуры бактерий отвердевание смолы, коагуляция кремнекислого золя или раствора мездрового клея происходит уже через 18-24 ч, а проницаемость породы уменьшается во много раз.

Преимущество биохимических способов отвердевания изоляционных материалов перед абиогенными факторами аналогичного действия заключается, во-первых, в том, что они позволяют вести процесс отвердевания медленно и во всей толще обрабатываемого участка пласта и, во-вторых, в том (и это представляется наиболее важным), что применение микроорганизмов обеспечивает условия для селективной изоляции обводненных пропластков неселективными реагентами.

Впервые экспериментально показано, что селективность может быть достигнута введением в питательную среду ингибиторов роста микроорганизмов в концентрации, бактериостатический эффект которой снижается вследствие разбавления в обводненной части пласта и сохраняется в нефтяной. Аналогичный эффект может быть получен, если изолируемые (водонасыщенную и нефтенасыщенную) породы перед закачкой бактерий обработать нефтерастворимыми антисептиками.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА КОМБИНИРОВАННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГАЗА И ВОДЫ НА БИТКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ж.И.Карнаушевская, Н.Ф.Компаниец, Е.И.Лискевич, В.С.Иванишин

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Лабораторные исследования в области повышения нефтеотдачи пластов показывают, что коэффициент вытеснения, полученный при воздействии газоводяной смеси на пласт, значительно возрастает по сравнению с коэффициентами вытеснения при воздействии газа или воды.

Это должно отразиться в экономических расчетах по определению эффективности данных методов.

К важнейшим технико-экономическим показателям, позволяющим произвести выбор наиболее эффективного метода воздействия на пласт, относятся: увеличение коэффициента нефтеотдачи, сокращение срока разработки извлечения промышленных запасов нефти, объемы закачиваемого и возвращаемого агента, капитальные вложения, себестоимость добычи нефти и газа, приведенные затраты и величина общего народнохозяйственного эффекта.

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи рассмотрены варианты нагнетания в пласт газа высокого давления и два варианта воздействия на пласт газоводяной смесью (I-й вариант - из объема закачиваемого агента 75% газа, 25% воды, II-й вариант - 25% газа и 75% воды).

Анализ технико-экономических показателей разработки Битковского месторождения на различных режимах показывает преимущество метода вытеснения нефти газоводяной смесью (I-й вариант).

При сравнении выбранного варианта с методом закачки газа высокого давления экономия эксплуатационных расходов на добычу нефти и попутного газа за весь период разработки составляет 47213 руб.

Экономия капитальных вложений на бурение скважин и обустройство промыслов (с учетом дополнительных затрат на заводнение) составляет 16358 тыс. руб; экономия приведенных затрат равна 6974 тыс. руб.

ПОКАЗАТЕЛЬ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И РОЛЬ СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УЛУЧШЕНИИ ЭТОГО ПОКАЗАТЕЛЯ

Г.Ф.Лисовская, Ж.И.Карнаушевская

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности требуют постоянного вовлечения в разведку новых месторождений и районов, а следовательно, роста объема капитальных вложений.

Новая хозяйственная реформа выдвинула показатель рентабельности, как один из определяющих показателей эффективности разработки месторождений. Показатель рентабельности в новых условиях поставлен в прямую зависимость от использования основных фондов, значительную часть которых составляют скважины. С 1968-1970 гг. на месторождениях Прикарпатья усложнились условия проводки скважин в результате увеличения объема бурения на больших глубинах. Это, естественно, способствовало увеличению себестоимости их строительства, а следовательно, снижению рентабельности разработки месторождений. Для снижения себестоимости строительства скважин при данных условиях на разрабатываемых месторождениях применяется новая техника: бурение скважин алмазными и гидромониторными долотами, использование высокомоментных и шпиндельных турбобуров, бурение скважин легкосплавными бурильными трубами (ЛБТ), крепление скважин стыкосварными колоннами и др.

За 1968-1970 гг. было введено 188 эксплуатационных скважин. Применение новой техники на Прикарпатье за эти годы снизило себестоимость их проводки на 2534 тыс. руб., а это в свою очередь уменьшило величину основных фондов нефтегазодобывающих предприятий Прикарпатья. В результате удешевления строительства скважин расчетная рентабельность нефтегазодобывающих предприятий Прикарпатья условно увеличилась в 1970 г. на 1,2% по сравнению с 1968 г.

Дальнейшее расширение границ применения новой техники будет способствовать снижению себестоимости строительства скважин, а следовательно, и повышению рентабельности разработки месторождений.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УРОВНЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К ПЕРЕРАБОТКЕ

Е.Д.Панасенко, Е.Н.Билашевич

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Вопрос оценки уровня подготовки нефти и газа является весьма актуальным. Современный период развития нефтедобывающей промышленности характеризуется высокой степенью обводненности продукции скважин: на I т добытой нефти извлекается 0,5–0,7 т пластовой воды. Пластовые воды в основном имеют высокую степень минерализации (содержание солей нередко достигает I0000–40000 мг/л).

В процессе добычи и сбора обводненной нефти образуется водонефтяная эмульсия, стойкость которой с течением времени самопроизвольно повышается вследствие адсорбции эмульгированных веществ на поверхности капель воды.

Наличие солей в нефти осложняет ее переработку на НПЗ, так как происходит сильная коррозия оборудования, приводящая к снижению межремонтного периода работы технологических установок, ухудшению режимов работы, снижению качества вырабатываемой продукции. Для удаления содержащихся в нефти воды, солей, растворенных газов проводится подготовка нефти на промысле, при транспортировке и на заводе. Качественные и экономические показатели подготовки нефти и ее переработки на НПЗ зависят не только от применяемой технологии, реагентов, оборудования на заводе. Они находятся в прямой зависимости от уровня подготовки нефти на промысле.

Отсутствие методики экономического анализа и оценки эффективности уровня подготовки приводит к противоречивым выводам относительно места и степени подготовки.

Важно решать вопрос обезвоживания и обессоливания не только по месту его исполнения, но и по глубине проведения самого процесса. Следует найти тот оптимальный предел, до которого целесообразно подготавливать нефть на современных заводах. Так, нефть, поступающая на установки первичной переработки США, должна содержать солей не более I5 мг/л, поэтому многие специалисты высказываются за глубину обессоливания до 3–I мг/л солей и менее. В I970–I97I гг. степень подготовки нефти на НПЗ страны достигала 7–5 мг/л. Целесообразно ли углубление обессоливания до I мг/л и меньше? Какие преимущества возникают при переработке сырья с предложенной степенью подготовки?

Такой подход к проблеме обезвоживания и обессоливания нефти однозначно отвечает на другой вопрос – установки по подготовке нефти должны быть неотъемлемой частью НПЗ. На заводе такое глубокое обессоливание будет экономически оправданным, если даже учитывать все современные методы подготовки нефти на промысле (внутритрубная деэмульсация), не требующие значительных капитальных вложений и эксплуатационных расходов.

Однако уровень подготовки нефти характеризуется определенной величиной затрат, с одной стороны, и экономическим эффектом в результате переработки более качественной подготовки сырья, с другой.

Следует считать целесообразным такой уровень подготовки, при котором полученный экономический эффект будет явно перекрывать величину затрат.

К ПРОБЛЕМЕ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

И.В.Стрилецкий, Н.И.Гойнацкая

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Очистка сточных вод в настоящее время является проблемой чрезвычайной важности, однако сточные воды с буровых, кроме отстоя в амбарах, не подвергаются никакой очистке.

В технологии бурения скважин ежесуточно расходуется от 35–200 $м^3$ воды, которая используется в основном для удаления разлившегося бурового раствора при подъеме бурового инструмента, охлаждения сальников буровых насосов и промывки вибросит.

Вместе с буровым раствором в сточные воды попадают такие химические реагенты, как УЩР, КССБ, КМЦ, РС-2, ВЖС, гипан, нитролигнин и др. Все они вместе с нефтью и смазочными маслами составляют органические примеси, поступление которых в открытые водоемы приносит большой ущерб рыбному хозяйству и делают воду, непригодной для хозяйственно-питьевых целей.

Проводились лабораторные исследования по очистке вод разными методами: I) фильтрация на фильтрах с различной засыпкой; 2) центрифугирование; 3) окисление органических примесей озоном; 4) коагулирование.

Положительные результаты получены только при фильтрации через песок и коагулирование I0%-ным раствором сернокислого алюминия.

Первый метод рекомендуется применять при повторном использовании сточных вод для технологических целей. В качестве фильтра используется фильтр-амбар, в дно которого вмонтирована дренажная система, сверху засыпанная слоем песка. Толщина слоя 0,5 м.

Коагуляция сточных вод проводится химическими методами совместно с механическим перемешиванием. Введенные коагулянты вызывают образование хлопьев, а механическое перемешивание способствует их росту. Образовавшиеся хлопья коагулянта сорбируют вещества, загрязняющие воду, захватывают их при своем осаждении, что в конечном итоге приводит к осветлению воды.

На основании лабораторных данных в Долинском Управлении буровых работ спроектирована и изготовлена опытно-промысловая установка по очистке буровых сточных вод с помощью коагулянтов. По предварительным данным исследования можно сделать вывод, что воды, очищенные на установке, можно сбрасывать в открытые водоемы.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО АЗОТА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

М.И.Иванив, А.Н.Янкевич

Надворнянское управление буровых работ, Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровых работ

Качество вскрытия низконапорных продуктивных горизонтов с пластовым давлением, ниже гидростатического, на некоторых площадях западных областей Украины (Битков, Рипне, Спас, Борислав и др.) имеет исключительно важное значение. В настоящее время бурение продуктивных горизонтов ведется с использованием безглинистых эмульсионно-меловых и эмульсионно-битумных промывочных жидкостей, а также с продувкой скважины воздухом с вводом раствора ПАВ.

Использование нефти и эмульсионно-битумных растворов создает противодавление на пласт (с учетом гидродинамики циркуляционной системы и поршневания при спуско-подъемных операциях), снижающее эффективность вскрытия.

Вскрытие с продувкой воздухом создает опасность взрыва как в скважине, так и на устье или в элементах обвязки выкидной линии. Случаи взрывов в скважине имели место при вскрытии продуктивных горизонтов на скважинах № 35, 44-Спас, Закачка раствора ПАВ ухудшает устойчивость ствола скважины и уменьшает интервал бурения с продувкой воздухом.

На буровой № 662-Битков для вскрытия продуктивного горизонта использовался газообразный азот, получаемый из отечественных установок жидкого азота АГУ-8К. Предложенный способ вскрытия продуктивных горизонтов повышает безопасность буровых и вспомогательных работ, является универсальным и не дорогим, а главное - идеальным с точки зрения качества вскрытия продуктивных горизонтов. Опыт бурения продуктивного горизонта газообразным азотом на площади Битков показал, что увеличение интервала вскрытия до 150-200 м возможно только при бурении долотами с большим моторесурсом. Такими долотами являются одношарошечные с зубковым вооружением. Для объективной оценки предложенного метода предполагается в 1972 г. провести работы еще на двух скважинах пл. Битков.

ОСЛОЖНЕНИЯ И РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПУСКА СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ С ПОМОЩЬЮ СЖАТОГО ГАЗА (На примере Предкарпатья)

Г.Д.Савенков, В.С.Бойко

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Обобщение опыта освоения скважин на нефтяных месторождениях Предкарпатья показало, что из-за низкого качества вскрытия пласта и подготовки скважин к пуску и ввиду недостаточной мощности пусковых агрегатов при возбуждении пласта на одной и той же скважине применялось по несколько методов или многократно повторялись одни и те же пусковые операции.

Характеризуя качество освоения скважин удельным коэффициентом начальной продуктивности, по скважинам Битковского месторождения установлено наличие обратной зависимости между начальной продуктивностью и продолжительностью освоения скважин. Показано, что в условиях тонкослоистых коллекторов и высокопарафинистых нефтей основное влияние на качество освоения скважин оказывают конструкция забоя (готовый фильтр или перфорация) и степень охлаждения окрестности скважины при вскрытии продуктивных горизонтов ниже температуры насыщения нефти парафином.

Определено, что метод продавки скважин сжатым газом является наиболее доступным и широко применяемым на промыслах. Однако использование воздуха сопровождается образованием горючей смеси и опасностью взрыва. Рассмотрена возможность устранения взрывоопас-

ности газовоздушной смеси в скважине с добавкой в воздух инертного газа.

Добавление инертных газов сужает пределы горючести и в результате делает смесь негорючей. Показано, что для предотвращения взрыва при пуске можно применять и не чистый инертный газ, а смесь воздуха с азотом при содержании кислорода не более 12%. Для безопасного пуска скважин соотношение расходов закачиваемых в скважину азота и воздуха должно составлять I:I.

При отсутствии сжатого природного газа или дефиците азота пуск скважин продавкой и вызов притока жидкости может безопасно производиться и с помощью сжатого воздуха, только в момент начала поступления нефти из пласта воздух в затрубном пространстве должен быть заменен инертным газом (азотом) или смесью азота с воздухом.

Для этого в условиях месторождений Предкарпатья (предгорная местность, большие глубины скважин) наиболее целесообразно использовать в комплексе автомобильную газификационную установку АГУ-8К на шасси КрАЗ-219Б или КрАЗ-257 и разработанную Казанским филиалом АзИНМАШ высокопроходимую (КрАЗ-255Б) дизель-компрессорную станцию ДКС-7/200А.

Поскольку метод продавки скважин сжатым газом благодаря простоте осуществления наиболее распространенный, однако при этом недостаточно обоснованно устанавливаются режимные параметры технологии его проведения, то, изучая физическую сущность протекающих в системе пласт - скважина процессов, нами были предложены формулы расчета режимных параметров пуска скважин.

В результате разработаны пути устранения возникающих осложнений и установлены условия возможного пуска скважин в эксплуатацию с помощью сжатого газа.

О ВЫБОРЕ АНИОННЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОД ПРИКАРПАТЬЯ

Б.Е.Лернер

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз в присутствии поверхностно-активных веществ является основой эффективности их действия во многих технологических процессах, в том числе при применении для вскрытия продуктивных горизонтов.

Для реального использования анионных ПАВ для обработки промывочных жидкостей при воздействии высокоминерализованных пластовых вод они должны сохранять высокую поверхностную активность в этих условиях.

Исследовалось влияние солей, наиболее часто встречающихся в минерализованных пластовых водах месторождений Прикарпатья ($CaCl_2$, $NaCl$), а также высокоминерализованной пластовой воды на поверхностную активность технических анионных ПАВ, отличающихся химическим строением поверхностно-активного вещества и физико-химическими свойствами. Установлено, что наименее устойчивыми к действию определенного количества солей, близкого к максимальному содержанию их в высокоминерализованных пластовых водах, оказались вещества, в наибольшей степени снижающие поверхностное натяжение воды на границе с углеводородной жидкостью, с низкими значениями критической концентрации мицеллообразования(ККМ). И наоборот, вещества менее поверхностно-активные, с высокими значениями ККМ, не склонные к мицеллообразованию, в присутствии солей значительно повышают поверхностную активность. Этими свойствами обладают смачиватели, диспергаторы, стабилизаторы. Типичные моющие вещества являются наименее устойчивыми к действию высокой минерализации.

Таким образом, выбор ПАВ для обработки промывочных жидкостей в условиях высокоминерализованных пластовых вод должен определяться не поверхностной активностью их водных растворов, как это принято, а другими физико-химическими свойствами, определяющими их устойчивость в этих условиях. Для исследуемых ПАВ этим свойством является способность к мицеллообразованию, т.е. величина ККМ.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ПОВЫШЕННЫМИ СМАЗОЧНЫМИ СВОЙСТВАМИ В НАДВОРНЯНСКОМ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОМ РАЙОНЕ

Л.Б.Склярская, В.И.Волок, А.Ф.Семенам, Б.Д.Емчук, М.И.Иванив

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Для повышения скоростей бурения, улучшения работы породоразрушающего инструмента, насосов, турбобуров, облегчения прокачиваемости буровых растворов и предотвращения затяжек и прихватов бурильного инструмента предложены различные поверхностно-активные вещества в качестве смазочной добавки к промывочным жидкостям.

Разработаны оптимальные рецептуры буровых растворов с улучшенными смазочными свойствами, с использованием в качестве смазок высших жирных спиртов и пасты высокомолекулярных спиртов. Данные добавки, кроме смазочных свойств, одновременно выполняют функции пеногасителя, эмульгатора и ингибитора коррозии. Многоцелевое действие указанных химреагентов выгодно отличает их от других смазочных добавок (нефть, графитовый порошок и др.).

Проведены промышленные испытания буровых растворов с повышенными смазочными свойствами на бурящихся скважинах в Надворнянском УБР (I7,20-Делятин, 457, 459, 643-Битков и др.).

Результаты испытаний подтвердили лабораторные данные и необходимость широкого внедрения буровых растворов с повышенными смазочными свойствами при бурении нефтяных и газовых скважин.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕНООБРАЗОВАНИЯ И ПЕНОГАШЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ ПРИКАРПАТЬЯ

Л.Б.Склярская

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Исследован процесс образования двух- и трехфазных пен в растворах, обработанных КССБ, КССБ + КМЦ. Показано, что процесс пенообразования буровых растворов характеризуется не только пенистостью раствора (высотой столба пены), но устойчивостью пен (период полураспада, средневзвешенное время жизни пены, скорость синерезиса), которую необходимо определять.

Установлено, что количество жидкости, вытекающее из двух- или трехфазной пены, образованной КССБ, находится в экспоненциальной зависимости от времени разрушения ее. Дано аналитическое выражение функциональной зависимости кинетической устойчивости пены вида $y=1-e^{\delta t}$. Найдена зависимость между параметром δ, характеризующим скорость синерезиса пены, периодом полураспада ($\tau_{1/2}$) и средневзвешенным временем жизни пены (τ_m).

Путем расчета величин, характеризующих устойчивость пен (δ, τ_m, $\tau_{1/2}$), доказана различная роль КМЦ в двух- и трехфазных пенах, образованных КССБ, влияние pH, минерализации раствора.

Процесс гашения вспененных растворов, обработанных КССБ, КССБ + КМЦ, с помощью пеногасителей на основе высших жирных спиртов

(ВЖС) протекает по экспоненциальному закону подобно процессу пенообразования этих систем. С введением пеногасителя резко увеличивается величина параметра b в выражении $y = 1 - e^{-bt}$, снижается устойчивость пен (период полураспада, средневзвешенное время жизни).

Предполагается, что пенообразующая способность КССБ связана с наличием ионов и молекул, а не мицелл пенообразователя в растворе. Процесс пеногашения связан с солюбилизацией ВЖС в мицеллярном растворе КССБ. Предельная концентрация солюбизированного спирта является критической для пеногашения пены и колеблется для различных фракций ВЖС в пределах 0,3–0,65%.

По величине критической концентрации ВЖС различных фракций располагаются в ряд

$$C_{79} > C_{1012} > C_{712} > C_{1018}.$$

Некоторыми физико-химическими методами (адсорбция, теплота смачивания, дифференциально-термический анализ, набухание) доказано взаимодействие пеногасителей с глинистой фазой бурового раствора и их влияние на свойства поверхности глинистых частиц.

Вводимые в буровой раствор в качестве пеногасителей ВЖС или окисленные парафины одновременно являются смазочными добавками, эмульгаторами, ингибиторами коррозии и гидрофобизаторами.

Предложенные пеногасители на основе высших жирных спиртов различных фракций и окисленных парафинов нашли широкое применение при бурении нефтяных и газовых скважин на площадях Прикарпатья.

Стоимость обработки бурового раствора при применении окисленного парафина снизилась в 7 раз. За 1964–1968 гг. получен экономический эффект в сумме 1800 тыс. руб. С применением пеногасителей на основе ВЖС пробурено 213,2 тыс. м., получена также значительная экономия.

О ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО БУРОВОМУ ШЛАМУ

Т.В.Будзенко, Ю.А.Кухарук, Н.А.Николаенко, М.М.Сорока

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

При подсчете запасов нефти и газа, проектировании разработки месторождений особые требования предъявляются к определению пористости, нефтенасыщенности и проницаемости. Наиболее достоверными данными считаются результаты исследования керна, однако вынос его,

особенно с больших глубин, как правило, незначительный. Большую помощь в решении данного вопроса в комплексе с геофизическими исследованиями может оказать буровой шлам.

В последние годы в ШНИЛе разработаны объемомер для определения объема скелета породы и трутный поромер высокого давления, позволяющие определять пористость, объемный и удельный вес породы, снимать кривую капиллярных давлений, по которой рассчитывается проницаемость.

Для оценки погрешности в определении пористости, объемного и удельного веса породы проводились исследования на образцах керна и искусственного шлама. Среднеквадратическое отклонение в определении удельного веса породы составляет 0,021 $Г/см^3$, в определении объемного веса - 0,015 $Г/см^3$ и в определении пористости - 0,76%.

Среднеквадратическое отклонение в определении проницаемости по кривым капиллярного давления составляет 45% измеренной проницаемости.

Усовершенствована методика введения поправок при расчете кривых капиллярных давлений. Предложена методика изучения гистерезиса кривых капиллярных давлений, полученных методом трутной порометрии. По буровому шламу физические параметры определялись по менилитовым и эоценовым отложениям глубинной складки площади Танява. Для привязки проб шлама строились диаграммы содержания песчано-алевритового материала в пробах шлама и сопоставлялись с данными электрометрических исследований. Результаты сопоставления показывают, что при наличии проб шлама из больших интервалов можно уверенно увязать отдельные пачки и пласты.

Сравнение определений коллекторских свойств по шламу с данными, полученными методами промысловой геофизики и по керновому материалу, показывают, что сходство результатов достаточно высокое.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ГОМОГЕНИЗАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Б.И.Навроцкий

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Разведка и разработка месторождений жидких и газообразных полезных ископаемых связана со строительством скважин, конечным этапом которого является крепление и создание герметичного канала для выхода нефти и газа на поверхность. Опыт крепления скважин и их эксплуатации показывают, что требуемая герметичность заколонного

пространства не всегда достигается как результат множества факторов, влияющих на качество цементирования. Следует отметить, что некоторые из причин некачественного цементирования скважин заложены в способе приготовления тампонажного раствора.

Существующий способ приготовления растворов, особенно многокомпонентных, содержащих облегчающие или утяжеляющие добавки, а также химические реагенты, регулирующие и стабилизирующие параметры раствора и камня, не обеспечивает их однородности. Это объясняется колебанием плотности раствора при затворении, достигающем 0,2 – 0,35 г/см^3. Отсутствие критерия оценки однородности и быстрота процесса приготовления раствора, совмещенного с процессом его закачивания в скважину, не позволяет регулировать и выравнивать соотношение компонентов.

Для изучения возможности получения однородных многокомпонентных тампонажных растворов при их аккумулировании и перемешивании на поверхности, а также исследования кинетики процесса гомогенизации были проведены промысловые и лабораторные исследования.

Процесс затворения и гомогенизации исследуемой рецептуры сводился к следующему. Тампонажный цемент для "холодных" скважин Здолбуновского цементного завода затворялся на воде, содержащей часть от расчетного количества хлористого натрия. Остальная часть хлористого натрия (200 кг) вводилась в перемешиваемый раствор, а через 5 мин после начала перемешивания – I,5 м^3 гидратированного бентонита Махарадзевского завода. Такой порядок введения в раствор компонентов при его перемешивании позволял изменять их концентрацию и плотность раствора. Это положено в основу методики исследования кинетики гомогенизации многокомпонентных растворов.

Пробы отбирались в процессе перемешивания из различных точек объема для измерения плотности и растекаемости. Параллельно, по этому же принципу, отбирались пробы, в которых после твердения определялось содержание свободного иона хлора, что позволило более комплексно исследовать механизм гомогенизации многокомпонентного тампонажного раствора.

Результаты исследований показали, что выравнивание плотности раствора в объеме наступает через 30 мин после введения гидратированного бентонита, растекаемость при этом несколько снижается и равна 24 см. Таким образом, объем приготовленного раствора имел расчетную плотность, равную I,69 г/см^3. Как показали лабораторные

исследования, равномерное содержание иона свободного хлора в тампонажном камне, образовавшегося из отобранного из различных сечений объема раствора, наступает после 35 мин перемешивания. Исходя из этого, время перемешивания тампонажного раствора до получения равной плотности в объеме можно принять за время его гомогенизации.

Применение однородных по составу тампонажных растворов для крепления нефтяных и газовых скважин позволит повысить седиментационную устойчивость тампонажного раствора, снизить интенсивность каналообразования и количество отфильтровывания дисперсионной среды в проницаемые и продуктивные пласты, а также улучшить другие свойства, позволяющие повысить герметичность заколонного пространства.

К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕКУЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Б.В.Байдюк, Я.И.Иваськевич

Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники

Показатели эффективности бурения предопределяются соответствием породоразрушающего инструмента и режимов бурения свойствам проходимых пород. Существующие методы проектирования режимов бурения, а также оценка их эффективности проводится на фактическом материале по пробуренным скважинам, что не позволяет с достаточной точностью определить оптимальный режим бурения для каждого конкретного случая. Задача оптимального оперативного управления процессом отработки бурового долота и установление времени его смены становится одной из важнейших в современном бурении. Ее значение особенно возрастает в связи с введением автоматической системы управления технологией бурения. Решение обычно принимается на основе данных о темпе углубления скважины при заданных режимах бурения (на базе механического каротажа). Эти данные всегда являются функцией породы и состояния долота. Для того чтобы на базе механического каротажа можно было бы судить об эффективности бурения и оперативно вмешиваться в процесс бурения, т.е. регулировать режим бурения в процессе отработки долота, необходимо иметь сведения о той породе, которая разбуривается долотом.

Такие дополнительные сведения о проходимых породах можно получить путем изучения механических свойств пород при испытании шлама, а также использования фильтрационного и волнового каротажей.

Проведенные предварительные испытания подтверждают достаточно четкую корреляцию механических свойств пород при испытании шлама и твердости при вдавливании штампа.

Процесс разрушения пород шарошечными долотами при увеличении давления на забой сильно ухудшается; буримость пород, находящихся под избыточным пластовым давлением, выше, чем у пород с нормальным пластовым давлением. Вместе с тем породы с избыточным пластовым давлением имеют меньшую плотность, более высокую пористость, что отражается на их механических свойствах. Фильтрационный каротаж служит одним из факторов получения текущей информации о свойствах разбуриваемых пород.

Уровень колебаний бурильной колонны также зависит от твердости пород забоя. Проведение волнового каротажа позволяет судить об изменении физико-механических свойств пород, а также сработки долота.

В связи с необходимостью решения вопросов оптимизации процесса бурения поставлена задача определения свойств горной породы не отдельными разрозненными характеристиками, а некоторыми алгоритмами, одновременно несущими в себе все основные оттенки механических свойств пород, отражающие ее разрушаемость в различных условиях.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ ПОРОД НА ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

А.И.Волобуев, М.Н.Слепко, Г.П.Волобуева, В.В.Волошанский, Е.Н.Данилюк, Б.Н.Луцив

Ивано-Франковский институт нефти и газа, Надворнянское управление буровых работ

Известно, что с увеличением глубины залегания буримость горных пород ухудшается. Выявление причин и установление закономерностей этого явления весьма актуально. Многие исследователи считают, что основной причиной ухудшения буримости с глубиной является изменение прочностных свойств пород. Однако относительно закономерностей изменения существуют различные мнения. По мнению одних исследователей, такой показатель, как твердость пород, увеличивается прямо пропорционально глубине залегания. По мнению других, степень упрочнения пород зависит от их начальной прочности: для менее прочных пород влияние глубины залегания более значительно, чем для пород более прочных. По мнению третьих, для исследованных районов какая-либо закономерность отсутствует.

В связи с многообразием взглядов была проведена проверка существования зависимости твердости пород от глубины залегания. Для этого были исследованы породы, имеющие наибольшее распространение во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Отбор образцов производился по схеме, в основу которой положены возраст пород, их литология и глубина залегания. Образцы испытывались по методу вдавливания штампа в атмосферных условиях.

В результате исследований было установлено, что в интервале глубин 0–4500 м четкая взаимосвязь между твердостью пород и глубиной их залегания отсутствует. Этот вывод справедлив для всех трех исследованных разновидностей пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты). Хорошим подтверждением являются результаты испытаний керна интервала 6016 – 6018 м (скважина Луги-I). Среднее значение твердости аргиллита по шести точкам для испытанного образца составило 37,3 кГ/мм^2. При сопоставлении этого значения со сводной гистограммой частот твердости аргиллитов Предкарпатья, видно, что оно попадает в разряд наиболее часто встречающихся значений (30–40 кГ/мм^2) и меньше средневзвешенного значения (69,6 кГ/мм^2).

Увязка этого вывода с фактом ухудшения буримости возможна, если вопрос о разрушаемости породы разделить на два самостоятельных (хотя и взаимосвязанных) вопроса. Первый – это условно истинная твердость породы, параметр, зависящий только от собственных сил взаимодействия внутри образца без вмешательства внешних факторов. И второй – условия отделения разрушенных частиц, зависящий от множества факторов, по-разному действующих на породу, в различных комбинациях, и приводящих к различным результатам.

Вывод об отсутствии взаимосвязи между твердостью пород и глубиной залегания относится к первому вопросу и может быть объяснен следующим образом. С увеличением степени всестороннего сжатия силы взаимодействия внутри породы, естественно, будут возрастать. Однако уменьшение внутренних сил после снятия всестороннего сжатия не произойдет, поскольку процесс этот практически необратим. Таким образом, полученный вывод свидетельствует о том, что исследованные породы на каких-то этапах геологического развития подвергались примерно одинаковой степени сжатия, независимо от того, на какой глубине они находятся в настоящее время. Из этого следует, что ухудшение буримости пород с глубиной определяется главным образом параметрами циркуляционных агентов, от которых зависят условия отделения разрушенных частиц в скважине.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ЖЕСТКО-УПРУГОМ УДАРНОМ ВДАВЛИВАНИИ

Б.В.Байдюк, В.И.Векерик, В.П.Банатов

Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники, Ивано-Франковский институт нефти и газа

При разведке жидких полезных ископаемых широко применяется бурение скважин. В связи с этим важное значение приобретает изучение особенностей разрушения горных пород шарошечными долотами.

Анализ особенностей взаимодействия шарошечного долота и его зубьев с горной породой показывает, что характер их взаимодействия существенно зависит от применяемой компановки низа бурильной колонны, жесткость которой при бурении может быть различной.

Изучив особенности взаимодействия зубьев шарошечных долот с горной породой при работе компановки низа бурильной колонны, мы пришли к выводу, что погружение породы может быть жесткое и жестко-упругое. Жесткое неоднократно изучено в лабораторных условиях, а жестко-упругое, наиболее часто встречающееся, до сих пор не изучалось.

Нами во ВНИИБТ и ИФИНГе испытывались четыре типа пород (песчаник, мрамор, доломит и алевролит) на специально созданном стенде со свободным падением груза, позволяющем исследовать особенности их разрушения при различных параметрах жестко-упругого ударного вдавливания штампа. Энергия E_0 падающего груза при скорости V_0 удара до определенного усилия $P_{ст}$, характеризующего амплитуду жесткого вдавливания, передавалась через ударник жестко, затем нагружение проводилось через упругий элемент жесткостью C_u. В результате испытаний были получены зависимости изменения показателей разрушения породы (максимального усилия P; длительности τ взаимодействия штампа с породой, глубины $h_{з.р}$ и объема $V_{з.р}$ зоны, а также энергоемкости A_V разрушения (при вдавливании от влияния четырех факторов: энергии E_0, скорости V_0, жесткости C_u и усилия $P_{ст}$) в виде

$$y = A E_0^a V_0^b C_u^c (1 + d P_{ст}),$$

где y – один из показателей разрушения породы.

Получение зависимости позволяет отметить следующие закономерности процесса разрушения горных пород при жестко-упругом ударном вдавливании:

а) при увеличении энергии E_0 удара штампа о горную породу максимальное усилие P, длительность τ, глубина $h_{з.р}$ и объем $V_{з.р}$ зоны разрушения увеличиваются по степенным зависимостям, а энергоемкость A_V уменьшается по гиперболической;

б) увеличение скорости V_0 удара при постоянной энергии E_0 ухудшает процесс разрушения породы при вдавливании. Максимальное усилие P и энергоемкость A_V возрастают по степенным зависимостям, а длительность τ, глубина $h_{з.р}$, объем $V_{з.р}$ зоны разрушения снижаются по гиперболическим;

в) при увеличении амплитуды усилия $P_{ст}$ жесткого вдавливания, а также жесткости C_u упругой части устройства эффективность разрушения пород увеличивается. Максимальное усилие P, глубина $h_{з.р}$ и объем $V_{з.р}$ увеличиваются по степенному закону, а длительность и энергоемкость A_V снижаются по гиперболическому.

Указанные закономерности разрушения горных пород могут быть использованы для составления полуэмпирической модели процесса разрушения породы, необходимой для оптимизации процесса бурения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В УСЛОВИЯХ СВОБОДНОГО УДАРА

В.И.Векерик

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Воздействие зубьев шарошечного долота на горную породу отличается от их удара на копрах со свободнопадающим грузом не только по характеру подвода энергии, но и по характеру ее отвода от породы. Существенную роль здесь играет конструкция шарошечного долота и режим его работы.

Учитывая результаты многих работ по исследованию процесса разрушения горных пород при вдавливании в условиях свободного удара, а также тот факт, что часто значения длительностей $\tau_{сб}$ вдавливания при свободном ударе значительно отличаются от длительностей τ взаимодействия зубьев долота с породой, целесообразно изучить те изменения в эффективности разрушения пород, которые могут быть обусловлены дополнительным удлинением или укорочением длительности контакта при неизменных начальных условиях энергии E_0 и скорости V_0 удара. Для этого производилось специальное экспериментальное иссл дование. Работа проводилась на созданном стенде, представляющем комби ацию из копра свободного падения и так называемого антикопра, прерыва

щего в заданный момент времени внедрение штампа в породу. Копер был дополнительно снабжен специальным устройством торможения свободного отскока.

Испытания проводились следующим образом. Сначала при заданных значениях E_0 и V_0 порода испытывалась при свободном ударе, затем – с участием устройства, тормозящего отскок, для получения значений длительности $\tau < \tau_{сб}$, а также при одновременном участии копра (без тормозящего устройства) и антикопра, что позволяло получать различные значения длительности $\tau < \tau_{сб}$. За основные характеристики процесса разрушения породы были приняты объем $V_{з.р}$ зоны и энергоемкость A_V разрушения.

Обработка результатов испытаний показала, что изменение показателей разрушения от длительности τ и величины использованной породой энергии $E_{исп}$ можно описать следующими зависимостями:

$$V_{з.р} = V_{з.р.сб}\left(\frac{\tau}{\tau_{сб}}\right)^{a} = V_{з.р.сб}\left(\frac{E_{исп}}{E_{исп.сб}}\right)^{b}$$

и

$$A_V = A_{V\,сб}\left(\frac{\tau}{\tau_{сб}}\right)^{-c},$$

где $V_{з.р}, A_V, E_{исп}$ и $V_{з.р.сб}, A_{Vсб}, E_{исп.сб}$ – соответственно объем, энергоемкость, количество использованной породой энергии при длительности τ несвободного и свободного $\tau_{сб}$ ударов.

Согласно полученным данным, эффективность разрушения пород при длительностях $\tau > \tau_{сб}$ увеличивается. При этом объем $V_{з.р}$ и количество использованной энергии $E_{исп}$ возрастают, а энергоемкость A_V снижается. При превращении свободного удара в несвободный с принудительным отрывом зубца от породы, когда длительность $\tau < \tau_{сб}$, объем $V_{з.р}$ зоны разрушения и количество энергии $E_{исп}$ резко уменьшаются, а энергоемкость A_V увеличивается.

Представленные закономерности разрушения породы при свободном и несвободном ударах, описанные едиными зависимостями, необходимо учитывать при использовании данных по свободному удару для оценки эффективности работы конкретных шарошечных долот.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРУШЕНИЯ КОЛЬЦЕВОГО ЗАБОЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Р.С.Яремийчук, Л.А.Райхерт

Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники

Необходимость разрушения кольцевого забоя возникает при бурении стволов большого диаметра в двух случаях – при проводке пилот-ствола с последующим расширением его до большого диаметра либо при совмещенном турбинно-роторном способе бурения. Работа расширителя на кольцевом забое значительно отличается от работы долота по сплошному забою. После проводки пилот-ствола в приствольной зоне происходит перераспределение напряжений: на стенках скважины возникают вертикальные, радиальные и касательные напряжения. Уровень напряжений в приствольной зоне зависит от глубины скважины, противодавления промывочной жидкости, диаметра скважины, величины горизонтальной составляющей горного давления. Несмотря на большой объем бурения с разрушением кольцевого забоя до сих пор отсутствуют рекомендации по режиму бурения различных типов горных пород – число оборотов расширителя, осевая нагрузка. Эти технологические рекомендации выбираются по аналогии с бурением сплошного забоя.

Многократная зависимость механической скорости, а также мощность, затрачиваемая на бурение кольцевого забоя, оцениваются методом механического моделирования. Созданная экспериментальная установка позволяет изучать процесс расширения микродолотами при условиях залегания породы до глубины 3000 м, величине горизонтальной составляющей горного давления 0,3–I от вертикальной составляющей горного давления, при противодавлении промывочной жидкости с удельным весом I–I,8 Г/см^3, числах оборота расширителя 40–300 в минуту, а также разных значениях осевых нагрузок.

Проведенные исследования с учетом планирования эксперимента позволили получить зависимости

$$M, v_M = f(H, P_2 \cdot \gamma_p, n, G)$$

здесь M – мощность, затрачиваемая на бурение; v_M – механическая скорость; H – глубина интервала бурения; γ_p – удельный вес промывочной жидкости; W – число оборотов расширителя в минуту; G – осевая нагрузка.

Полученные результаты позволяют разработать обоснованные технологические рекомендации по разрушению различных типов пород приствольной зоны скважины.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН
(На примере бурения скважины № I-Шевченково с проектной глубиной 7000 м)

В.Ф.Жданков, Л.А.Райхерт

Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники

Основной задачей бурения сверхглубоких скважин является изучение закономерностей распределения нефти, газа и воды во всех структурно-тектонических подразделениях, а также изучение характера коллекторов и изменения их физических свойств с глубиной.

В настоящее время в Прикарпатье находится в бурении более 20 скважин с проектной глубиной свыше 4500 м, из них четыре с проектными глубинами 6500-7000 м.

Анализируются различные типы конструкций сверхглубоких скважин. На основе обобщения опыта бурения несколько сверхглубоких скважин в Советском Союзе и за рубежом дано обоснование способов бурения в зависимости от интервалов глубин.

Показано, что в зависимости от геологических условий бурение стволов большого диаметра можно осуществлять тремя способами: бурением пилот-ствола с последующим его расширением до требуемого диаметра, используя реактивно-турбинные буры, а также совмещенным турбинно-роторным бурением. По материалам бурения сверхглубоких скважин на Прикарпатье признано наиболее целесообразным бурение в твердых и абразивных породах осуществлять совмещенным турбинно-роторным способом до глубины 1800-2200 м, ниже - реактивно-турбинным буром.

Промысловыми исследованиями доказано, что использование тихоходных турбобуров с решетками гидроторможения либо шпиндельных турбобуров с турбинками точного литья (при числе оборотов долота 200-250 в минуту) увеличивает рейсовую скорость в I,5 раза по сравнению с использованием серийных турбобуров.

Статистическая обработка материалов глубокого бурения по всему Прикарпатскому региону позволила определить область применения различных типов отечественных долот. Показано, что широкое внедрение методики подбора типажа долот может обеспечить без дополнительных капиталовложений снижение стоимости метра проходки на 25-30 руб.

Одним из наиболее важных результатов анализа сверхглубокого бурения является получение опыта подготовки стволов к спуску обсадных колонн различной жесткости. Приведены конструкции специальных

муфт для секционного спуска обсадных колонн, а также технология цементирования колонн.

Полученный опыт сверхглубокого бурения скважин № I-Луги, № I-Шевченково и № I-Синевидное служит предпосылкой для успешного освоения сверхглубокого бурения на глубины 7000-8000 м.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА ПАСЕЧНЯНСКОЙ ПЛОЩАДИ

А.Н.Янкевич

Надворнянское управление буровых работ

Открытие третьего этапа нефтегазоносности на Пасечнянской площади (Надворнянский нефтепромысловый район) поставило задачу освоения бурения скважин на глубины 5000-6000 м. В настоящее время на этой площади находятся в бурении шесть сверхглубоких скважин, в разрезе которых встречаются различные осложнения - поглощения бурового раствора с одновременными газоводопроявлениями, обвалы пород, желобообразования. Породы разреза отличаются высокой твердостью и абразивностью. Расход долот до глубины 4500-5000 м достигает 600-700 шт. Наиболее важной проблемой является сохранение вертикальности ствола скважин, особенно в интервале спуска обсадных колонн большой жесткости. Одним из путей решения этой задачи является проводка пилот-стволов с последующим расширением. При этом используются турбобуры с вращающимся корпусом, обеспечивающие максимальный темп набора угла искривления. При расширении до большого диаметра высокую эффективность показывают расширители конструкции ВНИИБТ (типа РД, РЦД или РШ).

Другим эффективным способом бурения является использование совмещенного турбинно-роторного бурения.

При бурении сверхглубоких скважин очень важным моментом является правильный подбор типов долот в соответствии с механическими свойствами пород разреза.

На площади Пасечная вероятностно-статистическими методами проведен анализ работы долот, который показал, что без дополнительных капиталовложений можно уменьшить стоимость метра проходки на 25-30 руб. только за счет подбора типов долот, а также научно обоснованных режимов бурения.

Практикой бурения установлена высокая эффективность работы долот при пониженных оборотах. Использование турбобуров с решетками гидроторможения повышает проходку на долото на 30-35%, а рейсовую скорость - на 10-15%.

При выборе конструкции скважины необходимо уделять внимание изучению геологического разреза. В отдельных случаях представляется возможность отказаться от спуска первых жестких промежуточных колонн, что обеспечивает экономический эффект по каждой из скважин около 300 тыс. руб. Важнейшим условием является дифференциальный подход к выбору параметров бурового раствора - использование естественных буровых растворов, растворов на меловой и нефтяной основе, добавка к растворам различных типов смазочных веществ. Только за счет соблюдения этих условий расход долот по каждой из скважин снижается на 8-12%.

По аналогии с бурением некоторых скважин на площади Делятин весьма перспективным представляется использование аэрированных буровых растворов при бурении верхней части разреза.

Бурение скважин № 459, 810 и других показало, что комплексное использование новейших научных разработок с установлением оптимальных режимных параметров уменьшает сроки бурения по сравнению с плановыми на 25-30%.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ И УСЛОВИЙ РАБОТЫ НИЗА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В ИСКРИВЛЕННОМ СТВОЛЕ

Г.Г.Семак, Р.С.Яремийчук

Украинский отдел Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники

Профиль скважины в виде плавно искривленной пространственной кривой дает информацию о местонахождении ствола скважины, а также о характере изменения направления ствола и его кривизны. Для исследования условий работы компоновок низа в процессе бурения с естественным или принудительным набором кривизны необходимо знать форму ствола скважины при соразмерных величинах диаметра и длины рассматриваемого интервала. При этом нет оснований предполагать, что некавернозный ствол скважины имеет вид плавно изогнутого круглого цилиндра с одинаковым диаметром. Отклонение формы ствола от формы прямого цилиндра значительно усложняет характер взаимодейст-

вия компоновок низа бурильного инструмента со стенками скважины и, естественно, влияет на процесс бурения и формирования нового ствола.

Для исследования формы ствола скважины требуются точные измерения и наблюдения. Во ВНИИБТ проделаны опыты по фотографированию и киносъемке ствола скважины при бурении с продувкой воздухом, что позволило получить качественную характеристику формы ствола. Для точного воспроизведения формы ствола скважины разработан специальный профилемер, позволяющий получить объемную форму ствола скважины в заданном интервале.

В процессе бурения в условиях значительных осевых, радиальных и тангенциальных колебаний элементы компоновки многократно контактируют со стенками скважины. Поэтому компоновка низа в определенные моменты занимает любое произвольное положение, отвечающее условиям вписываемости ее в ствол скважины. Можно предположить и обратное: некавернозный ствол скважины, получаемый при разбуривании породы долотом, на которое воздействует компоновка, может принять любую сложную форму, лишь бы выполнялось условие вписываемости компоновки.

Если компоновка низа абсолютно прямая и жесткая, а со стенками скважины взаимодействуют только долото и короткие центрирующие элементы, расположенные на определенном расстоянии от долота, например на расстоянии l и $2l$, то она вписывается в некавернозный ствол, ось которого представляет собой сложную периодическую кривую, которую можно разложить на несколько синусоид. В трехкоординатной системе ось скважины может представляться в виде пространственной кривой, проекции которой на продольные плоскости раскладываются на семейство указанных синусоид. Это свидетельствует о том, что в принципе возможны довольно резкие уступы и уходы ствола от первоначального направления. Этот же факт обнаруживает существенные принципиальные недостатки жестких компоновок низа.

Первые опыты по исследованию формы ствола методом скважинного фотографирования, киносъемки и профилеметрии станут основой для разработки новых технических средств по предупреждению искривления скважин.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В.П.Банатов

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Испытание и освоение продуктивных горизонтов не может успешно осуществляться без правильно выбранной конструкции и надежного крепления скважины. Практика показывает, что несмотря на значительные достижения в этой области за последние 10-15 лет, проблема разобщения пластов при бурении глубоких скважин еще полностью не разрешена.

Как правило, при бурении поисковых и разведочных скважин применяют многоколонные конструкции, что существенно замедляет темпы буровых работ и повышает их себестоимость. Обоснование конструкции производится на основе практики и прогнозирования геолого-технических условий бурения. Предлагается учитывать также влияние на выбор конструкции скважины гидравлических параметров циркуляционной системы буровой, устойчивость ствола и достижение наиболее высоких показателей бурения при минимальной себестоимости и надежности разобщения пластов.

Применяемые для цементирования обсадных колонн минеральные вяжущие вещества обладают некоторыми существенными недостатками, связанными с присущими их особенностями гидратации и твердения, а также технологическими приемами приготовления и транспортирования тампонажных смесей в затрубное пространство скважины. Для обеспечения прокачиваемости при затворении цемента добавляют воды в 1,5-2 раза больше, чем это требуется для полной гидратации клинкерных минералов, причем образующийся раствор немедленно закачивается в скважину.

Формирующийся в кольцевом пространстве тампонажный камень имеет различную плотность по высоте, а также может разделяться "водяными поясами". В связи с седиментационными явлениями и массопереносом возможно образование каналов и снижение давления до величины, обусловленной весом столба дисперсионной среды тампонажного раствора.

Целесообразно изменить технологию приготовления тампонажной смеси и производить регулирование ее прокачиваемости добавкой поверхностно-активных веществ для получения однородного раствора, лишенного указанных недостатков. Для предотвращения каналообразо-

вания и снижения противодавления столба тампонажного раствора в затрубном пространстве после окончания его продавки предлагается осуществлять периодические воздействия, чтобы разрушить коагуляционную структуру и предотвратить "зависание" ее на стенках.

Величина подъема тампонажного раствора в настоящее время определяется в большинстве случаев соображениями геологического порядка и не учитывает требований, предъявляемых к прочности и герметичности обсадной колонны выше цементного кольца в период эксплуатации высокотемпературных скважин.

Высоту подъема предлагается определять с учетом допустимой величины натяжения обсадной колонны при оборудовании устья скважины, а также конкретных условий, которые могут возникнуть во время испытания на герметичность, вызова притока, испытания пластов и эксплуатации скважинн.

О ПАРАМЕТРАХ И МЕТОДАХ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ ПРИКАРПАТЬЯ

Ю.Д.Качмар

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

С увеличением глубины разведочных скважин возрастают горное давление и температура, что влечет за собой изменения условий обработки призабойной зоны. В этой связи представляет интерес прогноз изменения параметров процессов на основе обобщения предыдущего опыта ГРП (глубина 2000-4200 м).

Путем статистической обработки накопленных (по 70 скважинам) данных найдена зависимость для определения роста ожидаемого давления разрыва в плотных коллекторах менилитовых залежей с глубиной в виде

$$\text{град.}P_{ср} = 0{,}105\,lgH - 0{,}155,$$

где $\text{град.}P_{ср}$ – средний градиент давления разрыва, кГ/см^2·м; H – глубина, м.

Из расчетов ожидаемого давления разрыва по данной зависимости (возможные отклонения обычно не превышают 0,02 кГ/см^2·м) следует, что даже при отсутствии гидравлических потерь и удельном весе жидкости I Г/см^3 устьевое давление при разрыве пласта на глубине 5000 м составит 700 кГ/см^2. Поэтому осуществление ГРП с привлечением существующей техники и по применяемой на Прикарпатье технологии здесь уже невозможно.

Вследствие релаксации напряжений в глубоких пластах ожидаемый градиент давления разрыва приблизится к градиенту вертикального горного давления.

Определяющее влияние на величину расхода при закачке жидкости в пласт окажет ограничение его в связи с возникновением больших сжимающих напряжений при охлаждении обсадной колонны. Например, при закачке воды с расходом 0,5 $м^3$/мин ожидаемый перепад температуры в стволе скважины глубиной 7000 м составит около 50°С, а сокращение колонны достигнет примерно 5 м. При этом возможны порывы обсадной колонны. С ростом расхода степень охлаждения увеличится, и напряжение в колонне возрастет в еще большей степени.

Поэтому при ГРП необходимо будет ограничить расход, снизив фильтруемость жидкости разрыва, применить добавки, снижающие потери на трение и, возможно, увеличить удельный вес жидкости.

В соответствии с предыдущим опытом, давление закачки кислоты меньше давления ГРП (обычно ровно 0,8 град.$Р_{ср}$), поэтому уже сейчас имеются практические возможности применения кислотного воздействия обработки скважин глубиной до 7000 м.

ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИЯ И ПЕРВЫЕ ОПЫТНЫЕ РАБОТЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ НА БИТКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.Д.Качмар, В.Е.Янив, Н.А.Николаенко, Е.В.Рыбчак, Н.С.Зинчук, О.Ф.Попович

Центральная научно-исследовательская лаборатория объединения "Укрнефть"

Ввиду возникновения взрывов, использование сжатого воздуха для освоения скважин на Прикарпатье запрещено.

В 1970 г. ЦНИЛом совместно с НГДУ "Надворнаянефтегаз" предложена и испытана на скв. № 502-Б технология освоения скважин с использованием автомобильных газификационных установок АГУ-8к, применяемых в химической промышленности для транспортирования и газификации жидкого азота. В 1971 г. разработаны элементы обвязки наземного оборудования и технологические схемы освоения скважин.

Большие расходы азота (12 $нм^3$/мин) при давлении 220 ат позволили ускорить процесс освоения скважин, а применение инертного газа – полностью исключить возможность взрыва.

Установка АГУ-8к смонтирована на автомобильном шасси, где расположен резервуар жидкого азота емкостью 5,6 $м^3$, насос с электроприводом и испаритель. Производительность установки по газообразному азоту составляет 5-6 $м^3$/мин при максимальном давлении 220 $кГ/см^2$. Допускается хранение жидкого азота в резервуаре в течение нескольких недель.

С учетом потерь и остатка одна установка может производить 3500 $м^3$ газообразного азота, что достаточно для поршневого опорожнения скважины до глубины 2200 м через затрубное пространство при удельном весе заполняющей ее жидкости 0,85 $Г/см^3$. Используя две установки АГУ-8к, можно продуть скважину при глубине спуска лифта около 3000 м.

При увеличении глубины опорожнения выше 3100 м предусмотрена возможность снижения уровня в скважинах закачкой смеси азота с нефтью. Для этого разработан комплект оборудования для регулирования соотношения фаз при закачке газожидкостных смесей, степень аэрации которых 1:300-1:500. Построены номограммы, облегчающие расчеты основных параметров при проектировании технологии освоения скважин: времени, объема, газа и жидкости устьевых давлений при различных темпах их закачки.

Величина потребного газового фактора (степень аэрации жидкости) определялась расчетным путем, исходя из условий фонтанирования в точке $Р_{опт}$, по методике А.П.Крылова в зависимости от глубины осваиваемой скважины.

За 1971 г. в НГДУ "Надворнаянефтегаз" проведено 14 скважино-операций по освоению азотом. Работы проводились в скважинах с глубиной спуска лифта 1800-3000 м нагнетанием азота в лифт или затрубное пространство. Из 14 скважино-операций по освоению три операции были неудачными ввиду различных неисправностей (заклинивание плунжера в насосе, пропуски в лифте и др.).

Освоение скважин закачкой азота в затрубное пространство показало, что этот процесс характеризуется длительным временем освоения, связан с использованием больших объемов азота и нерациональным использованием энергии газа, накопленного в затрубном пространстве. Как видно из опыта, закачкой газообразных агентов в лифт можно достичь плавного снижения давления на забой скважины, быстрее создать депрессию и легче запустить скважину. Экономический эффект от освоения скважин азотом в 1971 г. составил 20 тыс. руб. Отклонения между ними носят случайный характер. Таким образом, подтверж-

дается целесообразность привлечения бурового шлама для увеличения информации коллекторских свойствах разреза.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИКАРПАТЬЯ

А.А.Федоров, Я.С.Коцкулич

Ивано-Франковский институт нефти и газа

Строительство скважин в районе Прикарпатья на глубины 6000-7000 м (Шевченково-I, Луги-I и др.) требует высокого качества их крепления. На обсадные колонны действует высокая температура, внутреннее и наружное избыточные давления, вызывающие дополнительные напряжения в колоннах.

В последнее время большое количество эксплуатационных скважин на месторождениях Прикарпатья переводится в нагнетательные, что также резко изменяет указанные факторы.

Анализ промыслового материала по Долинскому, Надворнянскому и Бориславскому НГДУ показал, что наиболее часто встречаются случаи поломок обсадных колонн в скважинах, переведенных в нагнетательные. Только по Долинскому НГДУ имели место 63 случая нарушений обсадных колонн, из них около 50% приходится на нагнетательные и переведенные в нагнетательные скважины.

По-видимому, основной причиной этих нарушений является недоучет дополнительных напряжений, возникающих в обсадных колоннах при изменении температуры, внутреннего и наружного давления.

Вопросы определения величины дополнительных осевых усилий, действующих на обсадные колонны при изменении температуры, внутреннего и наружного давлений, рассматриваются в работах Т.Е.Еременко, А.Е.Сарояна, П.А.Вислобицкого, С.Ф.Билика, Э.И.Узумова и др. Т.Е.Еременко и С.Ф.Билик считают, например, что внутреннее давление повышает продольную устойчивость обсадных колонн, а наружное - снижает. А.Е.Сароян, П.А.Вислобицкий и другие пришли к противоположному выводу.

Принципиальное отличие выводов этих авторов заключается в том, что первые из них рассматривали прямолинейную вертикальную колонну, а вторые - искривленную. В действительности же обсадная колонна находится в скважине в изогнутом виде, поэтому выводы А.Е.Сарояна, П.А.Вислобицкого и других следует считать более правдоподобными.

Однако все авторы приходят к единому мнению, что внутреннее и наружное давление влияет на продольную устойчивость обсадных колонн.

Изменение температурного режима скважины в процессе работы является причиной возникновения в колонне температурных напряжений, которые иногда могут достигать значительных величин.

Влияния внутреннего и наружного давлений на напряженное состояние труб экспериментально исследовались Н.А.Сидоровым, П.И.Кондратенко и др. Однако эти исследования не являются исчерпывающими, так как не учитывают многих факторов и нуждаются в дополнительной проверке.

На кафедре бурения ИФИНГа проводятся теоретические и лабораторные исследования влияния наружного и внутреннего давлений на напряженное состояние обсадных колонн эксплуатационных и нагнетательных скважин с учетом конкретных условий для данной категории скважин.

В результате этих исследований будут разработаны рекомендации, направленные на предупреждение нарушений обсадных колонн в процессе работы скважин.

ТЕКТОНИКА

Д.П.Резвой. Советские Карпаты – канадские Скалистые горы. (Опыт сравнительного геотектонического анализа). . . . 4
Н.Р.Ладыженский. К вопросу о дальнейшем геологическом изучении Карпат 6
Г.Н.Доленко, Б.П.Ризун, Ю.Н.Сеньковский, А.И.Парыляк, М.И.Павлюк, И.П.Копач. О положении юго-западной границы Восточно-Европейской платформы 7
И.Д.Гофштейн. Сейсмотектоника запада Украинской ССР . . . 8
А.В.Хижняков. Тектоническое районирование Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы 10
А.П.Медведев. О структурных связях платформенных и геосинклинальных областей (На примере территории Западной Украины и южной Польши) 11
Д.Е.Панченко, В.Н.Реут. О сочленении структур Северной Добруджи, Эпигерцинской и Докембрийской платформ с Предкарпатским прогибом 12
А.Я.Радзивилл. Новые данные о дислокациях платформенного покрова Волыно-Подольской плиты 14
В.С.Заика-Новацкий. Днестровский перикратон 15
Э.С.Муравинский. Характер строения Владимир-Волынского разлома (По материалам структурно-поискового бурения) 17
В.И.Антипов. Древний ли щит Украинский кристаллический массив? 18
Т.А.Знаменская. О тектонической природе Толтровой гряды 20
А.К.Иванов, В.А.Кушнирук, В.Я.Караваев. Новые данные о тектонике юго-восточной части Львовско-Волынского каменноугольного бассейна 21
Г.А.Уженков. К вопросу о структурных особенностях Припятского вала 23
О.С.Вялов, С.П.Гавура, В.В.Даныш, И.Т.Циж. О тектоническом районировании центральной и западной частей южного склона Украинских Карпат 24
М.А.Беэр, С.Л.Бызова. О структурно-фациальной зональности и возрасте складчатости во внутренней части Советских Карпат 26
Г.Г.Сасин. Некоторые вопросы тектоники и металлогении Советских Карпат 28
П.Н.Царенко. Тектоника юго-восточной части флишевого Закарпатья 29

Р.Й.Лещух. О восточном продолжении Суховской зоны в Украинских Карпатах 30
Б.Л.Головацкий. Некоторые вопросы геологического строения и нефтегазоносности Субсилезской зоны Украинских Карпат 32
Ю.П.Скатынский. Новые данные о строении Мармарошской зоны утесов в междуречье Теребли и Малой Уголыки 33
Б.Т.Полонский. Основные структурные элементы Дуклянской зоны Украинских Карпат 35
В.И.Лашманов. К проблеме покровного строения Мармарошского массива в Украинских Карпатах 36
С.Л.Бызова, Н.И.Маслакова, М.А.Беэр. О лужанском поперечном поднятии в Советских Карпатах 37
Н.Е.Фельдбарг. О поперечных структурах Восточных Карпат 39
Р.С.Копыстянский. Условия образования трещиноватости горных пород Карпатского региона 40
Г.М.Панов. Геологические формации и тектоника юго-востока Советских Карпат 42
А.П.Медведев, Б.П.Ризун. Генетические типы верхнекаменноугольных прогибов Западной Украины и южной Польши 43
Д.В.Гуржий. Соотношение тектоники и седиментации в Предкарпатском и Закарпатском миоценовых прогибах 44
Н.А.Диденко. Характер сочленения Внутренней и Внешней зон Предкарпатского прогиба 46
В.С.Меньшиков, В.К.Сельский, В.П.Осипов. Некоторые представления о крупных разломах в складчатой области Карпат и прилегающем Предкарпатском прогибе 46
И.Б.Вишняков, С.А.Маковский. К вопросу о строении Внутренней зоны Предкарпатского прогиба 47
В.Н.Бойко, Н.Е.Скальский, А.Е.Федотов, А.П.Демкив, В.Л.Будный. Роль сбросовых и сдвиговых нарушений в тектонике северо-западной части Предкарпатского прогиба 49
И.И.Хрипта, И.В.Леськив. Тектонические особенности Старосамборского нефтяного месторождения 50
Ю.З.Крупский, Н.И.Шубин, Л.Я.Скира. Некоторые вопросы формирования структур в юго-восточной части Предкарпатского прогиба 51
И.В.Килын. О тектоническом районировании Внутренней зоны Предкарпатского прогиба в пределах Покутско-Буковинского поднятия 53
А.И.Бойко, М.Д.Будеркевич, Е.Д.Брыкса, В.А.Раевский, Ю.А.Шипков, П.М.Шеремета. О тектонике Внешней зоны Предкарпатского прогиба под надвигом Самборского покрова в районе Кавско - Тростянец 54
Л.С.Герасимов, И.И.Герасимова. Особенности тектоники центральной части Прикарпатского сероносного бассейна 56
Н.Х.Белоус. Об особенностях трещинно-тектонической структуры Прикарпатского сероносного бассейна — 56
А.А.Волошин. Некоторые особенности строения юго-восточного Закарпатья и механизма формирования структуры района 58

С.А.Маковский, В.А.Даниленко. Сравнительная характеристика геологического строения Закарпатского прогиба и нефтегазоносных впадин Альпийско-Карпатской складчатой области 60
В.А.Котык, В.М.Марковский. Основные черты тектонического развития Волыно-Подольской окраины Русской платформы в позднем протерозое 61
Д.М.Дригант, В.А.Гинда. К тектоническому развитию Волыно-Подолья в ордовике 62
Д.М.Дригант, В.А.Котык, В.М.Марковский. Некоторые черты тектонического и палеогеографического развития Волыно-Подолья в силуре 64
В.И.Гаврилишин. Влияние строения фундамента на распределение мощностей меловых отложений в северной части Волыно-Подолья 65
В.Н.Верниковский, Ю.Я.Дьяченко, Г.М.Яценко. О преемственности в развитии геосинклинальных и платформенных структур Волыно-Подольской окраины Русской платформы 66
М.Ю.Федущак. Основные черты истории геологического развития Львовского палеозойского прогиба в карбоновое время 68
С.И.Пастернак. Новые данные по палеогеографии и палеотектонике Карпатского региона в меловом периоде 69
В.В.Даныш. Основные вехи развития и особенности геологической структуры Украинских Карпат. 71
С.С.Круглов. Современные представления о сочленении Внешних и Внутренних Карпат 73
В.Г.Чернов. Основные этапы развития Советских Карпат в меловой и палеогеновый периоды (На основе анализа скоростей осадконакопления) 74
В.Н.Утробин, Л.В.Линецкая. Основные особенности тектонического строения и история развития Карпатской складчатой геосинклинальной системы в свете тектоники плит 76
Г.Н.Ладыженский. К вопросу о кордильерах в седиментационном бассейне зоны Береговых Карпат. 78
В.Г.Чернов. Перерывы и несогласия во флишевых отложениях Украинских Карпат (На основе анализа состава конгломератов) 79
Б.Н.Чалый. О тектонических движениях, существовавших в Украинских Карпатах в олигоцене 81
И.В.Венглинский, Л.П.Плакса. К истории палеогеографического развития Карпатских неогеновых прогибов 82
А.Я.Радзивилл, В.Я.Радзивилл. Структурное положение кислого вулканизма венда на юго-западной окраине Восточно-Европейской платформы 84
Э.А.Лазаренко. Тектонико-магматическое развитие Карпат 85
Л.Г.Данилович. К вопросу об использовании проявлений кислого вулканизма при палеотектонических реконструкциях 87
Р.И.Лещух. Новые данные о времени проявления вулканизма в междуречье Черного Черемоша и Тисы 88
И.М.Свынко. Основные черты новейшей тектоники Волыно-Подольской плиты 90
И.Л.Соколовский, Н.Г.Волков. Неотектоника нефтегазоносных областей Украины 91

И.Д.Гофштейн, В.И.Сомов, В.Г.Кузнецова, И.В.Червак. Связь современных движений земной коры с глубинным строением западной части Украины 93
Н.Е.Фельдбарг. О соотношении новейших структур и дислокаций фундамента Восточных Карпат 94
Н.С.Демедюк. Орогенный этап развития Украинских Карпат 96
Ф.А.Новосельский, М.С.Кожурина, М.С.Лукасевич. Разломная тектоника района горного Черемоша и ее проявление в рельефе 98
Ю.З.Крупский. Особенности проявления структурной геоморфологии и возможности их использования при поисково-разведочных работах на нефть и газ (На примере Предкарпатского прогиба) 100
Ю.Н.Швыдкий. Тектоническая обусловленность закономерностей формирования четвертичного аллювия западного Закарпатья 101
Р.Г.Гарецкий, Р.Е.Айзберг. К методике составления региональных тектонических карт (На примере территории Белоруссии) 103
М.И.Мельничук, А.Н.Бокун. К вопросу о моделировании некоторых геологических структурных форм (На примере антиклинальной складки) 105

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.А.Маковский, Г.Н.Доленко, В.А.Шакин. Состояние поисково-разведочных работ на нефть и газ и перспективы открытия новых месторождений в западных областях УССР 106
И.Л.Соколовский, В.П.Палиенко. Новейшие тектонические движения и распространение нефтегазоносных месторождений в Предкарпатском краевом прогибе 107
М.Д.Будеркевич, И.Б.Вишняков, А.М.Палий, В.Н.Утробин, В.И.Юшкевич. Тектоника и перспективы открытий новых газовых месторождений во Внешней зоне Предкарпатского прогиба 109
И.Б.Вишняков, В.М.Шепак, И.В.Леськив, И.И.Хришта, В.И.Юшкевич. Разрывная тектоника и газоносность сарматских отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба 110
В.М.Щерба, А.С.Килын, А.С.Щерба. О тектоническом районировании и перспективах газоносности Внешней зоны Предкарпатского прогиба 112
С.А.Маковский, Ф.И.Левашов. О нефтегазоносности нижних ярусов складок Бориславско-Покутской подзоны Предкарпатского прогиба 113
Б.И.Ярош. Фазовое состояние углеводородов на больших глубинах во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба 115
С.П.Гавура, Г.М.Панов. Геологическое строение и нефтегазоносность Покутско-Буковинской части Внутренней зоны Предкарпатского прогиба 116
Г.Е.Бойко. Глубинное строение и зональность газонефтенакопления Восточных Карпат 118
Б.Л.Головацкий, Р.В.Завьялов. О нефтегазоносности северо-западной части Кросненской зоны Украинских Карпат 120
С.П.Гавура, В.В.Даныш, С.И.Кантолинский. Перспективы развития минерально-сырьевой базы флишевой части Закарпатья 121
П.Н.Парненко, Р.Й.Лещух. Геологическое строение центральной части приводораздельного Закарпатья в связи с проблемой нефтегазоносности 123

М.И.Петрашкевич, В.Г.Свириденко. Оценка донеогеновых образований фундамента Закарпатского прогиба с точки зрения их вероятной нефтегазоносности 125
В.А.Даниленко, В.М.Шерба. О возможных зонах нефтегазонакопления в Закарпатском прогибе 127
Л.И.Фердман. Сравнительная неотектоника и прогноз газоносности Предкарпатского и Закарпатского прогибов 128
Л.П.Мышкин, Г.И.Венглинский, Н.М.Синюк. Гидрохимические показатели нефтегазоносности миоценовых отложений Закарпатья 130
Е.С.Гавриленко, Е.Е.Архильдеева. Гидрохимический разрез нефтегазоразведочных структур Закарпатского прогиба 132
И.И.Хрипта, И.В.Леськив. Методика поисков газовых залежей в Чоп-Мукачевской впадине Закарпатья. 134
Б.П.Ризун. Основные черты тектоники и газоносность платформенной территории запада Украины 135
В.А.Котык. О возможности обнаружения литолого-стратиграфических ловушек в кембрийских отложениях Волыно-Подолья 136
А.К.Иванов, П.М.Явный. Тектоника и газоносность Львовско-Волынского каменноугольного бассейна 137
В.П.Клочко, А.А.Орлов, Б.П.Ризун, Ю.М.Сеньковский, Л.С.Тимонин. Сравнительная характеристика тектоники и нефтегазоносности юго-западной окраины Восточно-Европейской и северной части Африканской платформ 138
Е.И.Чиж. Перспективы нефтегазоносности нижнепалеозойских и верхнепротерозойских отложений Волыно-Подольской плиты 140
А.П.Булмасов, В.С.Чемоданов. Источники промышленного нефтегазонакопления и факторы, способствующие воссоединению рассеянных углеводородов в залежи 141
С.И.Гривнак, И.М.Дубицкий, Д.Н.Матвиев, Р.Н.Служинский. Перспективы поисков нефтегазовых месторождений в Покутских Карпатах 143
А.С.Бондарюк, В.И.Повхович. О направлении поисково-разведочных работ в Бориславском нефтепромысловом районе 144
А.С.Бондарюк. Новые данные о геологическом строении площади Смильна и перспективы ее нефтегазоносности. (Бориславский нефтепромысловый район) 145
М.В.Бойчук. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности южной части Болоховской депрессии Внешней зоны Предкарпатского прогиба 147
З.В.Ляшевич, Л.М.Кузьмик, Р.И.Бакала, Г.Н.Кроткова. К вопросу о доразведке месторождений Гвизд и Шнев 148
В.К.Сельский, В.П.Осипов, Л.П.Дидык, М.М.Сорока. Туфитовые отложения верхнеменилитовой подсвиты – новый нефтепродуктивный горизонт во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба (На примере месторождения Спас). 149
Б.И.Маевский. Взаимосвязь литолого-фациальных особенностей юрских отложений и газонефтеносности мезозоя Внешней зоны Предкарпатского прогиба 150

Л.И.Фердман. О роли и значении неотектонического фактора в формировании и распределении месторождений газа УССР 152
С.Т.Зелизна, И.И.Алексенко. Некоторые черты тектонического подобия в размещении серных и углеводородных залежей запада Украины 153
П.М.Лагола, А.С.Щерба. О литологических особенностях газоносных отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба 155
В.И.Барановский, И.И.Зиненко, А.И.Лурье. Связь гидрогеологических условий и газоносности мезозоя Внешней зоны Предкарпатского прогиба с особенностями ее тектоники 156
Г.Ю.Валуконис, В.А.Лозинский, В.И.Романюк. Количественные показатели наличия залежей нефти и газа в палеогеновых отложениях Предкарпатья по водорастворенным газам 158
А.В.Салий, М.В.Орыняк. Битуминологическая характеристика делювиальных отложений Покутских Карпат 159
А.Н.Истомин, Т.А.Стефанович, Л.Я.Денисюк, Э.Е.Кремлева. Анализ выполнения за 1966-1970 гг. "Генеральной схемы геологоразведочных работ на газ... по УССР на 1966-1975 гг." 161
Г.А.Падва. Принципы определения эффективности геолого-поисковых работ при подготовке площадей и постановке поискового бурения на нефть и газ. 162
Л.С.Мончак, В.П.Войцицкий, В.И.Ланчинский. О рациональном отборе керна в поисково-разведочных скважинах 164
И.Н.Гошовский, Г.Ю.Валуконис, В.М.Филатов. Водная pH - eH съемка как критерий оценки нефтегазоносности недр (На примере Космачского месторождения нефти) 165
Н.И.Атаманюк. Влияние глубинных тектонических нарушений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба на формирование битуминологических аномалий в приповерхностных отложениях 167
О.Е.Лозинский. О характере битуминозных текстур и структур в породах флиша северо-западной части Покутских Карпат 168
О.Е.Лозинский. О содержании и составе битумоидов в породах флиша северо-западной части Покутских Карпат 170
В.А.Булмасов. Радий в подземных водах Покутско-Буковинских Карпат 171
В.П.Заник. Возможность применения метода фотоколориметрии нефтей для уточнения геологического строения нефтяных месторождений Предкарпатья 172
В.П.Цекоев. Углеводородные газы в микровключениях жильного кальцита Карпатского флиша 173
Я.М.Решетников. О литологических методах корреляции нефтегазоносных отложений Предкарпатья (На примере Надворнянского нефтепромыслового района). 175

ГЕОФИЗИКА

М.И.Мельничук. К вопросу о покровной структуре Карпат 176
А.И.Бойко, М.Д.Будеркевич, Л.Е.Фильштинский. Основные результаты и направления геофизических исследований во Львовском палеозойском прогибе 178
М.М.Чайка. Глубинное строение - критерий газоносности Внешней зоны Предкарпатского прогиба. 179

Я.С.Сапужак, А.Ф.Сапужак, А.П.Кравченко. О некоторых особенностях геоэлектрического разреза Волыно-Подольской окраины Русской платформы 181
В.В.Гордиенко, Р.И.Кутас. Тепловой поток и границы зоны палеозойской складчатости в Предкарпатье. . . 182
В.Г.Осадчий, Р.И.Филюс. Предварительные результаты опытных геотермосъемочных работ 183
В.А.Булмасов. О связи радиометрических аномалий с нефтегазоносностью Покутско-Буковинских Карпат 184
А.П.Бондаренко, А.И.Билинский. Глубинное строение Восточных Карпат и западного склона Русской платформы по данным геоэлектромагнитных исследований 185
М.С.Гудзий, Л.З.Крупский, М.В.Николюк. Данные геофизических исследований скважин - основа для изучения глубинных структур и выяснения их нефтегазоносности. 186
А.П.Булмасов, Ю.Ф.Пында, В.И.Гуртовенко. Новые данные о рельефе кристаллического фундамента Молдавской впадины 187
Т.З.Вербицкий. Упругие и поглощающие свойства горных пород и их использование при прямых поисках нефти и газа 188
А.П.Булмасов, О.Н.Кись. О некоторых особенностях изменения удельного коэффициента приемистости скважин Прикарпатья при различных перепадах давления 190
И.И.Прокопив. Характеристика кажущегося электрического сопротивления воротыщенских, поляницких и быстрицких отложений Битковского нефтегазового месторождения 191
И.И.Прокопив. Использование промыслово-геофизических методов исследования скважин для изучения тектоники (На примере Надворнянского нефтепромыслового района) 193
М.М.Сорока, В.И.Шеленко. Влияние горного давления на некоторые физические параметры коллекторов Предкарпатья 194
Г.И.Петкевич, Т.З.Вербицкий, С.В.Шеремета. О возможностях акустического каротажа при решении нефтепромысловых задач 195
И.А.Козачок, Я.-М.Е.Ризник. Нейтронно-замедляющие свойства водонасыщенных пород-коллекторов при высоких термодинамических параметрах. 196
И.А.Козачок, Я.-М.Е.Ризник. Длина замедления нейтронов в нефтеносных коллекторах на больших глубинах . . . 197
А.Ф.Сергатюк, В.С.Сизоненко, Э.В.Семенов. О возможности изучения литолого-емкостной характеристики горных пород по их поляризационному эффекту 199
В.Н.Панасенко, Ж.И.Дулиба. Использование метода оптимального управления при решении обратной задачи гравитационного каротажа 200
А.М.Аркскин, В.Я.Бардовский. Выделение трещинно-поровых газоносных коллекторов методом активации на фтор 202
А.И.Бабий, Ю.Ф.Ткаченко. Выделение полезной информации на фоне помех при гидрогеофизических исследованиях 203
Е.В.Кирик. Применение электроразведки для гидрогеологических целей в районе Стебникского месторождения калийных солей 204

Я.С.Сапужак, В.И.Шамотко. Об оценке характера структуры залежей калийных солей методами электроразведки в Предкарпатье 206
А.И.Кобрунов, В.Н.Панасенко. Возможность описания дискретных процессов 207

ТВЕРДЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Н.Е.Маковский. Перспективы промышленной угленосности визейских отложений Львовско-Волынского каменноугольного бассейна 209
В.А.Кушнирук, Б.С.Попель, В.И.Селинный. К вопросу о перспективах угленосности визейского яруса Львовско-Волынского бассейна 211
М.Ю.Федущак, Л.М.Радченко. Связь угленосности визейских отложений Львовско-Волынского бассейна с тектоническим режимом осадконакопления 212
В.Я.Караваев, А.К.Иванов. О влиянии тектоники на угленосность (На примере Львовско-Волынского угольного бассейна) 213
В.П.Стасив, Е.С.Бартошинская, И.П.Мельничук. Литолого-фациальные особенности визейских отложений Львовско-Волынского бассейна 214
С.И.Бык, О.Л.Косарчин. Основные причины неодинакового качества и свойств углей Львовско-Волынского бассейна 216
Е.С.Бартошинская, В.В.Некрасов, К.М.Мартюк. К вопросу о комплексном использовании твердых горючих ископаемых (На примере Львовско-Волынского бассейна). 217
П.М.Явный, А.К.Иванов. О зависимости природной β-активности от степени метаморфизма углей 218
С.И.Бык, П.М.Явный. О спекаемости углей наморского яруса Львовско-Волынского бассейна 219
В.А.Кушнирук, В.Я.Караваев. Разрывные нарушения юго-восточной части Львовско-Волынского каменноугольного бассейна 221
Н.Р.Ладыженский, Я.И.Сидорович, В.Н.Лубенцова. Менилитовые сланцы – высококачественное сырье для цементной промышленности 222
Е.И.Вульчин. Черные аргиллиты флиша Карпат – низкокондиционная руда на редкие элементы. 223
Г.Д.Досин. О выветривании менилитовых аргиллитов 223
Н.Ф.Ненчук, О.Е.Иванцив. Перспективы графитоносности Восточных Карпат 225
О.Е.Иванцив, Н.Ф.Ненчук, Г.А.Уженков. К диагностике графитоподобного вещества метаморфических пород Украинских Карпат 226
Г.Н.Ладыженский, Л.А.Сергеева. Об углистых обломках из стрыйских отложений зоны Береговых Карпат. 228

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Л.Г.Ткачук, Э.Я.Жовинский. Условия равновесия системы порода – подземные воды и его значение для прогноза полезных ископаемых 229
В.М.Щепак. Геогидрохимические аномалии как критерий углеводородопроводимости глубинных разломов. 230
Г.Ю.Валуконис, Л.И.Фердман. О некоторых аспектах влияния геотектонического фактора на динамику подземных вод, нефтей и газов 232

М.А.Волкова, В.А.Лозинский. Пластовые воды нефтеносных толщ Предкарпатья и возможности их использования 234
О.В.Фещук. Водопроницаемость продуктивных песчаников Предкарпатья 235
В.И.Лялько. О региональных особенностях процессов тепло- и массопереноса и перспективах глубинного теплоотбора в Молдавском, Предкарпатском и Закарпатском бассейнах подземных вод 236
С.П.Билак. О геохимии минеральных вод Закарпатья. 239
М.В.Орыняк, А.В.Салий, М.Т.Гордей. Микробиологические исследования подземных вод и почвенно-делювиальных отложений в Покутских Карпатах. 240
К.Е.Питьева, С.А.Ковалевская. Гидрогеохимическое районирование Предкарпатья. 241
М.Г.Валяшко, Л.Г.Богатова, Л.З.Садыков. Поровые растворы глин Стебникского и Калушского месторождений калийных солей 243
О.Д.Гончаров. Основные типы месторождений углекислых минеральных вод Закарпатья. 244
А.И.Готра, О.Д.Гончаров. Условия распространения и формирования минеральных вод Трускавецкого района и перспективы увеличения их ресурсов. 245
В.С.Пономарь. Инженерно-геологические условия Советских Карпат 247
В.Н.Захарчук, Н.Х.Белоус. Об изменении химического состава минеральных вод курорта Любень Великий и их связи с серными месторождениями 248
Г.Г.Лютый. Месторождения подземных вод мергельно-меловой толщи Львовской области и особенности оценки их эксплуатационных запасов 250
В.М.Таши. Некоторые закономерности гидрогеологии соляных куполов 251
Р.И.Разуваева. Особенности гидрогеологических условий верхнедевонских отложений Львовского палеозойского прогиба 252
И.Н.Лихоманова, Д.П.Мышкин, А.Ф.Романюк, И.Ф.Костяк, Н.М.Синюк. Йодо-бромные воды Предкарпатья. 254
Е.Е.Архильдеева. Влияние геотектонического развития Закарпатского прогиба на формирование термальных вод этой территории 256

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.П.Василечко, В.С.Иванишин, Ю.М.Смук, Б.В.Хома. Внутриконтурное заводнение – эффективный метод интенсификации разработки месторождений Предкарпатья 258
Е.И.Лискевич. Лабораторные исследования повышения нефтеотдачи комбинированным воздействием на пласт газом и водой (Для Предкарпатских и других месторождений) 259
Р.М.Кондрат, В.П.Войцицкий. Исследование процесса газоотдачи разнопористых сред при упруговодонапорном режиме для повышения газодобычи в условиях Предкарпатья 260
И.Н.Мищук. Статистический метод определения степени взаимосвязи продуктивных пластов (На примере Битковского месторождения). 262
С.С.Шнерх, Р.М.Кондрат. Совершенствование схем подготовки нефти на Борславском месторождении. 263

Г.Д.Савенков, В.С.Бойко, В.И.Горгула. К вопросу эффективности применения гидропескоструйной перфорации скважин в геологопромысловых условиях нефтяных месторождений Предкарпатья 264
Г.И.Антонишин, А.А.Борковский. Влияние кислотной обработки на структуру порового пространства пород-коллекторов Северо-Долинского нефтегазового месторождения 265
А.М.Гольденберг. Биохимический метод изоляции вод в нефтяных скважинах 266
Ж.И.Карнаушевская, Н.Ф.Компаниец, Е.И.Лискевич, В.С.Иванишин. Экономическая эффективность увеличения нефтеотдачи пласта комбинированным воздействием газа и воды на Битковском месторождении 268
Г.Ф.Лисовская, Ж.И.Карнаушевская. Показатель рентабельности при разработке месторождений и роль снижения себестоимости бурения скважин в улучшении этого показателя 269
Е.Д.Панасенко, Е.Н.Билашевич. Экономическая оценка уровня подготовки нефти к переработке. 270
И.В.Стрилецкий, Н.И.Годнацкая. К проблеме очистки буровых сточных вод. 271
М.И.Иванив, А.Н.Янкевич. Использование газообразного азота для вскрытия продуктивных горизонтов. 272
Г.Д.Савенков, В.С.Бойко. Осложнения и расчет технологических параметров процесса пуска скважин в эксплуатацию с помощью сжатого газа (На примере Предкарпатья) 273
Б.Е.Лернер. О выборе анионных поверхностно-активных веществ для обработки промывочных жидкостей в условиях высокоминерализованных пластовых вод Прикарпатья 274
Л.Б.Склярская, В.И.Волок, А.Ф.Семенаш, Б.Д.Емчук, М.И.Иванив. Опыт применения буровых растворов с повышенными смазочными свойствами в Надворнянском нефтегазопромысловом районе 275
Л.Б.Склярская. Исследование процесса пенообразования и пеногашения буровых растворов применительно к условиям Прикарпатья 276
Т.В.Будзенко, Ю.А.Кухарук, Н.А.Николаенко, М.М.Сорока. О возможности оценки физических параметров коллекторов по буровому шламу 277
Б.И.Навроцкий. Исследование кинетики гомогенизации многокомпонентных тампонажных растворов 278
Б.В.Байдюк, Я.И.Иваськевич. К вопросу использования текущей информации для оценки прочностных свойств горных пород 280
А.И.Волобуев, М.Н.Слепко, Г.П.Волобуева, В.В.Волошанский, Е.Н.Данилюк, Б.Н.Луцив. Исследование влияния глубины залегания пород на их физико-механические свойства 281
Б.В.Байдюк, В.И.Векерик, В.П.Банатов. Исследование закономерностей разрушения горных пород при жестко-упругом ударном вдавливании 283
В.И.Векерик. Исследование особенностей разрушения горных пород в условиях свободного удара. 284
Р.С.Яремийчук, Л.А.Райхерт. Исследование особенностей разрушения кольцевого забоя глубоких скважин. 286

В.Ф.Жданков, Л.А.Райхерт. Особенности бурения сверхглубоких скважин (На примере бурения скважины № I-Шевченково с проектной глубиной 7000 м) 287
А.Н.Янкевич. Основные направления развития техники и технологии бурения сверхглубоких скважин на Пасечнянской площади 288
Г.Г.Семак, Р.С.Яремийчук. Исследование формы ствола скважины и условий работы низа бурильного инструмента в искривленном стволе 289
В.П.Банатов. Совершенствование разобщения пластов при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин 291
Ю.Д.Качмар. О параметрах и методах обработки призабойной зоны в глубоких скважинах Прикарпатья 292
Ю.Д.Качмар, В.Е.Янив, Н.А.Николаенко, Е.В.Рыбчак, Н.С.Зинчук, О.Ф.Попович. Оборудование, технология и первые опытные работы освоения скважин азотом на Битковском месторождении 293
А.А.Федоров, Я.С.Коцкулич. Исследование напряженного состояния обсадных колонн при различных условиях эксплуатации скважин на месторождениях Прикарпатья 295

ТЕКТОНИКА И ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ
ЗАПАДА УКРАИНСКОЙ ССР

Часть I

Тектоника, геология и гидрогеология
месторождений горючих ископаемых

Тезисы докладов республиканского совещания,
Львов, 24-26 сентября 1973 г.

Печатается по постановлению ученого совета
Института геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Редактор Ж.Е. Квятковская
Художественный редактор Н.И. Возный
Технический редактор А.А. Якубенко
Корректор В.С. Асташова

БФ 00458. Зак. 742 . Изд. 613И. Тираж 800. Формат бумаги 60x84 1/16.
Печ. физ. листов 19,25. Условн. печ. листов 17,9. Уч.-изд. листов
17,89. Подписано к печати 27. УШ 1973 г. Цена 1 руб. 7 коп.

Издательство "Наукова думка", Репина, 3.

Киевская типография научной книги Республиканского
производственного объединения "Полиграфкнига" Госкомиздата УССР,
Киев, Репина, 4.

1 руб.7 коп.

794

НАУКОВА ДУМКА »• КИЕВ—1973