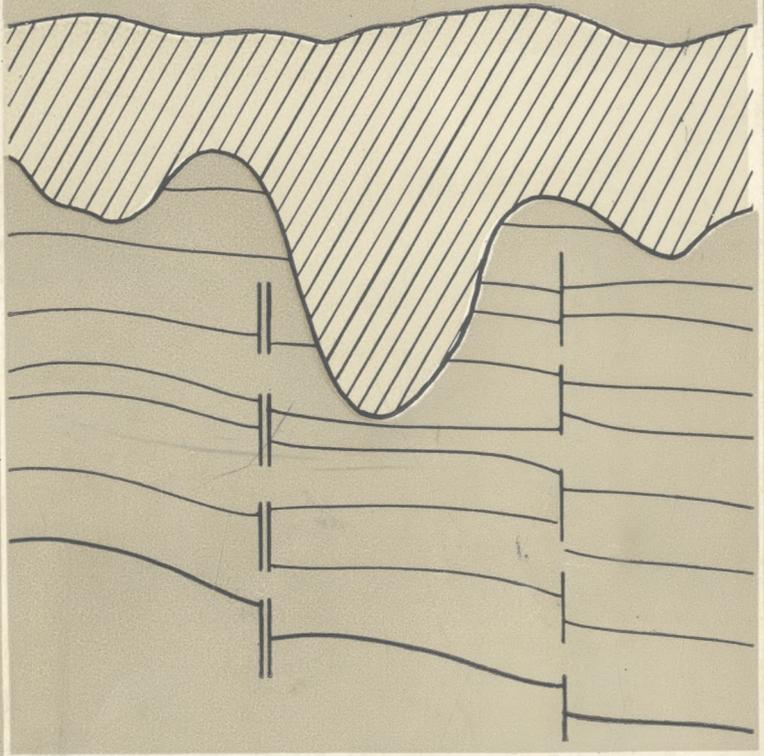


553.98

Щ 61

В.М.ЩЕРБА, И.С.ПАВЛЮХ, А.С.ЩЕРБА

САЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДКАРПАТЬЯ



НАУКОВА
ДУМКА

АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ
ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

В.М.ЩЕРБА, И.С.ПАВЛЮХ, А.С.ЩЕРБА

САЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДКАРПАТЬЯ

КИЕВ
НАУКОВА ДУМКА
1987

Газовые месторождения Предкарпатья / Шерба В.М., Павлюк И.С., Шерба А.С. - Киев: Наук. думка, 1987. - 148 с.

Освещены особенности геологического строения и газоносности газовых месторождений Предкарпатского прогиба и динамика разработки основных форм залежей. Впервые для этого региона установлено закономерное влияние неоднородности геологического строения продуктивных горизонтов на газоотдачу, фильтрационные процессы в пласте и степень охвата залежи дренированием. Показано, что коэффициент конечной газоотдачи залежи обычно меньше рассчитанного, проанализированы применяемые на практике и рекомендуемые к использованию методы повышения конечной газоотдачи. Разработаны основные направления и принципы проектирования мероприятий, направленных на повышение конечной газоотдачи для конкретных литологических разностей пород, типов структур и форм газовых залежей.

Для геологов-нефтяников и газодобытчиков производственных организаций и научно-исследовательских учреждений.

Ил. 59. Табл. 11. Список лит.: с. 142-147 (177 назв).

Ответственный редактор Э.Б.Чекалик

Рецензенты В.В.Колодий, М.А.Вуль

Редакция литературы о Земле

Монография

Владимир Михайлович Шерба
Иосиф Степанович Павлюк
Александра Сергеевна Шерба

ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДКАРПАТЯ

Утверждено к печати ученым советом
Института геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Редактор Л.К.Медникова
Оформление художника Т.Я.Смоляковой
Художественный редактор И.П.Савицкая
Технические редакторы И.Ф.Михалкина, Л.Н.Муравцева
Корректоры С.И.Колесник, А.Ф.Коровниченко

ИБ 8225

Подп. в печ. 12.10.86. БЭ 01681. Формат 70x108/16. Бум. офс. № 1. Офс. печ. Усл. печ. л. 12,95. Усл. кр.-отт. 13,48. Уч.-изд. л. 14,91. Тираж 540 экз. Заказ 6-143/1. Цена 2 р. 30 к.

Издательство "Наукова думка". 252601 Киев 4, ул. Репина, 3.
Киевская книжная типография научной книги. 252004 Киев 4, ул. Репина, 4.

И 1904050000-088 301-87
M221(04)-87

© Издательство "Наукова думка", 1987

Предкарпатье - один из старейших нефтегазодобывающих районов Европы. Добыча газа в нем началась в 1924 г. Газовые месторождения связаны с Внешней зоной прогиба (рис. 1); здесь выделена также Внутренняя нефтегазонасная зона [1].

В настоящее время во Внешней зоне открыто около 30 газовых месторождений. В их пределах ряд залежей уже длительное время разрабатывается, в связи с чем дренируемые запасы газа из них отобраны в таком количестве, что в дальнейшем их величина значительно не изменится. Для многих залежей коэффициент конечной газоотдачи (отношение суммарного отбора к начальным дренируемым запасам) уже установлен.

Детальный анализ геологического строения газовых залежей Внешней зоны Предкарпатского прогиба показал, что на фильтрационные процессы в пласте и степень охвата залежи дренированием существенно влияет неоднородное строение продуктивных отложений. Поэтому начальные запасы определенного участка пласта или всей залежи часто больше запасов дренированных участков, а коэффициент конечной газоотдачи меньше рассчитанного.

На основании данных, полученных в процессе разведки, опытной и промышленной эксплуатации залежей, авторами обоснована целесообразность вторичной добычи газа

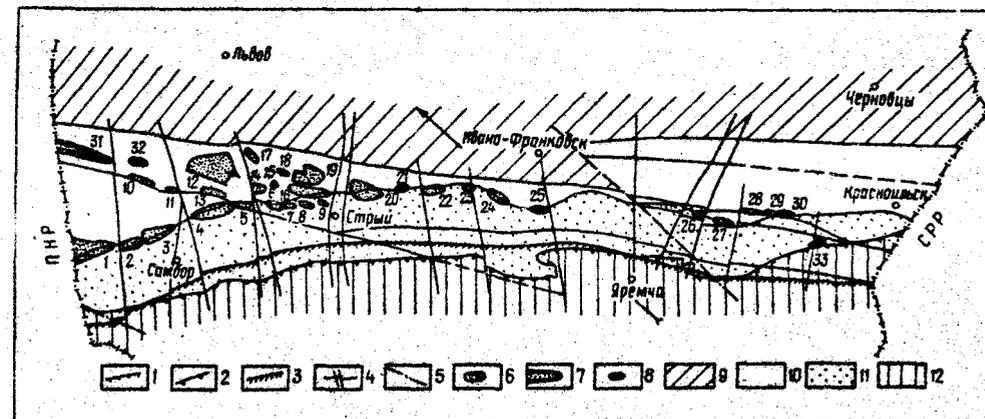


Рис. 1. Соотношение структурного плана и нефтегазовых месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

Линии надвигов: 1 - Стебнянского, 2 - Берегового, 3 - северо-восточная ветвь Предкарпатского глубинного разлома; 4 - поперечные и продольные разрывные нарушения, 5 - меридиональные разломы; месторождения: 6 - газовые, 7 - нефтегазовые, 8 - нефтяные, 9 - юго-западный склон Вольно-Подольской плиты; зоны Предкарпатского прогиба: 10 - Внешняя, 11 - Внутренняя; 12 - Складчатые Карпаты; м е с т о - р о ж д е н и я (цифры на карте): 1 - Холновическое, 2 - Салковическое, 3 - Пынянское, 4 - Залужанское, 5 - Грушевское, 6 - Спарское, 7 - Летнянское, 8 - Кавское, 9 - Кжнугерское, 10 - Никловическое, 11 - Макуневское, 12 - Рудковское, 13 - Новоселковское, 14 - Северомедницкое, 15 - Гирское, 16 - Угерское, 17 - Малогорожанское, 18 - Северобильче-Волицкое, 19 - Бильче-Волицкое, 20 - Дававское, 21 - Болоховское, 22 - Капобянское, 23 - Калужское, 24 - Гриновское, 25 - Богородчанское, 26 - Яолунское, 27 - Ковалевское, 28 - Косовское, 29 - Черногузское, 30 - Славецкое, 31 - Свидницко-Кохановское, 32 - Судововишнянское, 33 - Лопушнянское

в Предкарпатье из низкогазонасыщенных, обводненных, слабопроницаемых и отработанных горизонтов, что повлияет на увеличение коэффициента конечной газоотдачи пород при снижении давления на устье до атмосферного. Опыт внедрения новых технологий вторичной добычи газа и полученные на основании этого положительные результаты можно будет использовать в других нефтегазоносных районах.

Решению поставленных задач и посвящена эта монография. В ней кроме общей геологической характеристики Внешней зоны описаны все газовые и нефтегазовые месторождения, рассмотрены тектонические, а также палеогеографические условия образования пород-коллекторов и закономерности их распределения по площади и по разрезу продуктивных отложений. Освещено взаимоотношение структурных планов мезозойских и неогеновых осадочных комплексов и сводов локальных миоценовых поднятий. Изучена природа сверхгидростатических пластонных давлений и наклонных газоводяных контактов газовых залежей, рассмотрено формирование газовых скоплений.

При написании монографии использованы геологические, геофизические и газопромышленные фактические материалы. Их сбору способствовали работники предприятий, которые ведут работы на территории Предкарпатского прогиба. Авторы выражают им искреннюю благодарность, а также признательность О.Н.Костирко, Л.М.Пластинкиной, И.В.Соловей и Б.В.Шербе за помощь при оформлении работы.

Г Л А В А I. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Литолого-стратиграфическая характеристика и коллекторские свойства отложений

Во Внешней зоне выделяются рифейский, палеозойский, мезозойский и миоценовый литолого-стратиграфические комплексы. Они отвечают основным этапам геологического развития территории и отличаются условиями осадконакопления, тектонической историей, характером пород-коллекторов и пород-покрышек. В различных частях прогиба породы миоцена с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на меловых, юрских, палеозойских или рифейских образованиях.

Рифейские отложения вскрыты рядом скважин в северо-западной части прогиба на площадях Чижки, Посада, Боратычи, Ходновичи, Чижевичи, Соколя, Мостиска, Пыняны, Залужаны, Липники, Калинов, Михайлевици, Шагиня, Дроздовичи непосредственно под миоценовой толщей. Литологически породы рифея сложены красными, бурными, серыми, зеленовато-серыми феллитами и хлорит-серпичитовыми сланцами с пропластками кремнистых, феллитовидных, хлоритизированных, слабо метаморфизованных аргиллитов, кварцитов, кварцитоподобных алевролитов и мелкозернистых кварцевых песчаников.

Палеозойские отложения представлены кембрием, сидуром, а на юго-востоке Внешней зоны - ордовиком и девонем.

Породы, условно отнесенные к кембрию и пройденные скважинами на площадях Кохановка, Подлуб, Добринь, Рудки, Макунев, Держев, Дашава, Гриновка, Богородчань-Парше и других, сложены серыми, черными, неизвестновыми слюдистыми аргиллитами, которые чередуются с прослоями светло-серых, серых кварцевых песчаников и алевролитов толщиной от первых сантиметров до нескольких метров. Кое-где разрез почти полностью сложен аргиллитами с незначительным количеством пропластков алевролитов и кварцитоподобных песчаников (площадь Кохановка), иногда количество пропластков песчаников и алевролитов несколько увеличивается (площадь Рудки). На площади Подлуб в толще, отнесенной к кембрию, выделяются две пачки: нижняя - темноцветная и верхняя - пестроцветная. Последняя характеризуется переслаиванием красновато-бурых, темно-бурых, зеленовато-серых, неизвестновидных, слюдистых трещиноватых аргиллитов с красновато-бурными, темно-зелеными, редко серыми кварцитоподобными алевролитами. Нижняя пачка сложена черными неизвестновидными аргиллитами с пропластками светло-серых и серых кварцевых алевролитов.

В скв. Угерско-7 отложения палеозоя сложены кварцитами, слюдистыми, красными и зеленовато-серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами такой же окраски. В этих отложениях органических остатков не обнаружено и возраст их условно определен по аналогии с кембрийскими отложениями Свентокшиских гор и других районов Польши, где они залегают под фаунистически охарактеризованными породами ордовика.

Уверенно к кембрийским отнесены породы, вскрытые ниже 2200 м в скв. Черноконьцевская-1, которая пробурена до глубины 2903 м в районе г. Судова Вишня. Здесь Ю.Р.Карпенчук в керне нашел макрофауну, предварительно определенную Д.М.Дрыгантом как кембрийские трилобиты.

Максимальная мощность палеозойских отложений пройдена скв. Рудки-300, в которой, по данным промысловой геофизики, условно вскрыты породы ордовика (2330-3950 м), кембрия (3950-4453 м) и протерозоя (4453-4502 м).

Силурийские отложения вскрыты опорной скв. Рава-Русская в интервале 1227-2960 м непосредственно под верхнеюрской известняковой толщей [133], а также выделены в скв. Угерско-9 на глубине 2220 м [131], в скв. Держав-3 и в скв. Коршев-Испас-32, 84, Слободка-Лесная-5, 15. Литологически они сложены слабометаморфизованными серыми, темно-серыми и черными, известковистыми и слабоизвестковистыми сланцами, аргиллитами (часто с фауной граптолитов) с пропластками песчаников, алевролитов, иногда мергелей и известняков.

Девонские отложения в виде пестроцветных аргиллитов и песчаников распространены на юго-восточной части Внешней зоны прогиба.

Мелкозернистая пористость алевролитов и песчаников рифея и палеозоя 0,4-6 %, а проницаемость менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². По данным ядерного материала, породы этого возраста раздроблены густой сетью трещин, особенно развитых в зонах разломов. При испытании этих отложений на ряде площадей в скважинах были получены притоки пластových вод, дебиты которых достигали нескольких кубометров в сутки.

Мезозойские отложения, слагающие основание Внешней зоны Предкарпатского прогиба, включают трансгрессивную базальную лагунно-континентальную (нижняя и средняя яры), терригенную прибрежно-морскую (средняя яра), трансгрессивно-регрессивную карбонатную (верхняя яра - мел) и континентальную (палеоген, карпатий неогена) формации, отражающие постепенное втягивание платформы в трансгрессию в начале цикла, максимальное расширение трансгрессии в середине цикла и последовательное развитие регрессии в конце цикла [22, 31].

В лейасское время (ранняя яра) в западной части территории были развиты лагунные образования - серые разно- и среднезернистые известковистые песчаники и алевролиты чередовались с прослоями аргиллитов, глин и каменного угля. Эти отложения в основном тяготеют к зоне Краковецкого разлома. Они вскрыты скважинами Сев. Меднички-1 и Грушев-1, 8, где названы медничкинской свитой [145]. Толщина прослоев песчаников и алевролитов достигает 6 м, а угля - от 0,5 до 1-2 при общей мощности угленосной толщи около 190 м. Открытая пористость песчаников и алевролитов изменяется от 1 до 17 %, проницаемость $(0,1-0,5) \cdot 10^{-3}$ мкм², карбонатность 0-32 %.

Формирование Стрыйского ярского прогиба, коо простирающегося к Карпатам, в основном связано со среднеюрской трансгрессией, которая охватила почти всю территорию современной Внешней зоны и сопредельную платформенную часть. С этим временем связано и дифференцированное движение блоков, что подтверждается неравномерным распределением в них среднеюрских отложений - кохановской свиты [145]. Последняя развита на северо-западе прогиба, где в байос-батское время развивалась терригенная прибрежно-морская формация, а на востоке - пестроцветная базальная континентальная. Первая сложена темно-серыми аргиллитами, алевролитами, песчаниками и гравелитами морского происхождения, вторая - континентальными пестроцветными глинами, алевролитами, песчаниками и конгломератами. В кохановской свите выделяются две толщи: верхнюю, в основном аргиллитовую, мощностью более 200 м и нижнюю, песчаную, мощностью около 70 м с редкими прослоями гравелитов и известняков. Максимальная мощность отложений средней яры (320 м) установлена в зоне Краковецкого разлома (скв. Грушев-8) и на юго-западном крыле Городокского сброса (скв. Кохановка-2 и др.).

Пористость среднеюрских песчаников и алевролитов изменяется от 2,5 до 25 %, проницаемость обычно меньше $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², карбонатность 1,7-46 %. Пласты песчаников, залегающие в подошве средней яры, на площадях Бильче-Волиця, Сев. Меднички, Кохановка обладают хорошими коллекторскими свойствами. Они имеют пористость 9,3-20 %, проницаемость $(6-190) \cdot 10^{-3}$ мкм².

В верхнеюрское время континентальные и прибрежно-морские условия сменились мелководным морским бассейном, в котором благодаря жаркому климату накапливались сульфатно-карбонатные осадки, составляющие в нижней части разреза полифациальную ангидрит-доломитовую субформацию (келловей-оксфордский ярус), а в верхней - собственно карбонатную (кимеридж-титонский ярус).

Келловей-оксфордский ярус представлен лагунными и мелководными морскими образованиями (доломитами, ангидритами, известняками с прослоями аргиллитов и песчаников), а кимеридж-титонский - мелководными морскими глубокими органогенно-обломочными, псевдоолитовыми, оолитовыми и пелитоморфными известняками, песчаниками, мергелями. Местами в основании последнего встречаются конгломераты и брекчии.

В составе келловей-оксфордского яруса снизу вверх выделяет толщу окремненных спилуловых известняков, фации рифовых известняков, известняково-глинистый горизонт и доломит-известняковую толщу [49, 132]. По данным промыслово-геофизических исследований [48], породы этого яруса расчленены на 12 условных литологических пачек, именуемых по мере их омоложения XII₂, XII₁, XI, X, IX, VIII, VII, VI₆, VI₅, VI₄, VI₃ и VI₂. Пачка XII₂ отвечает окремненным спилуловым известнякам, пачка XII₁ - рифовым известнякам, пачка XI - известняково-глинистому горизонту. Пачка X сложена известняками с пропластками доломитовых известняков и включениями зеленых глин, а пачки IX-VII - чередованием маломощных пропластков известняков и доломитизированных известняков с редкими пропластками песчаников. В разрезе пачки VIII преобладают известняки.

Верхняя часть толщи доломитов и доломитизированных известняков (пачки VI₆-VI₂) сложена серыми и темно-серыми известняками с пропластками доломитов. Кровельные пачки постепенно выпадают из разреза к северо-западу и юго-востоку от площади Сев. Меднички, в связи с чем в этих направлениях уменьшается общая мощность верхней части доломит-известняковой толщи. Характер распространения пачек VI₆-VI₂ свидетельствует о трансгрессивном залегании отложений келловей-оксфордского яруса на байос-батских породах и несогласном перекрытии их образованиями кимеридж-титона.

Кимеридж-титонский ярус представлен мелководно-морскими образованиями - глубокими органогенно-обломочными, псевдоолитовыми, оолитовыми и пелитоморфными известняками брекчии, с редкими пропластками серых, мелкозернистых, известковистых песчаников, аргиллитов и мергелей. Местами в основании яруса появляются конгломераты и брекчии.

По данным промыслово-геофизических исследований, в разрезе кимеридж-титонского яруса выделены пачки VI₁, V, IV и III [48]. Пачка VI₁ - это известняки с пропластками доломитов. На ряде площадей (например, Рудки, Подлубы) в основании пачки выявлены конгломераты и брекчии, сложенные обломками известняков и доломитов размером до 6 см. Пачки V-III сложены известняками пелитоморфными, оолитовыми, органогенно-обломочными и доломитизированными с пропластками песчаников и доломитов.

Наибольшие мощности ярских отложений, достигающие 1300-1500 м, приурочены к зоне Краковецкого разлома. Здесь они представлены массивными органогенными и органогенно-обломочными известняками, в которых содержится множество губок, млянок, фораминифер, моллюсков, иглокожих. Эта толща названа опарской свитой [22]. В верхнеюрских отложениях отмечен ряд пластов песчаников с хорошими коллекторскими свойствами. Один из таких пластов, залегающий на площадях Подлубы и Рудки в основании пачки VI₁, выше конгломератов и брекчий, имеет мощность 26 м. Его пористость 11,9-23,2 %, а проницаемость $(0,8-6,6) \cdot 10^{-3}$ мкм². Хорошие коллекторские параметры имеют и многие другие пропластки песчаников и алевролитов, встречающиеся по всему разрезу верхней яры.

После относительно кратковременного перерыва в осадконакоплении в конце ярского и начале мелового периодов формировалась глауконит-меловая формация нижне-

го - верхнего мела. В ее составе широко развиты мергели, иоцеромовые известняки с глауконитом, органогенные известняки с конкрециями кремней, песчаники, алевролиты, аргиллиты, кварц-глауконитовые песчаники с включениями гравия и гальки. Общая толщина меловых отложений во Внешней зоне Предкарпатского прогиба превышает 800 м (площади Угерско, Бильче-Волица), достигая 1400 м и больше в платформенной части. По направлению к юго-востоку, т.е. в сторону Покутского поперечного поднятия, мощность мезозойских отложений постепенно уменьшается и в пределах этого поднятия юрский и меловой прогибы в основном замыкаются.

Развитие карбонатной формации сопровождалось частыми трансгрессиями и регрессиями бассейна, что подтверждается ее полифаціальным парагенезисом и перебивами в осадконакоплении. Трансгрессивно-регрессивный характер карбонатной формации свидетельствует о значительной активности территории Внешней зоны прогиба в юрское и меловое время.

Нижнемеловые отложения наиболее полно выражены на площадях Бильче-Волица, Держев, Угерско, Сев. Медынич, Подлуж. Их мощность вдоль прогиба изменяется от 80 до 200 м. Они сложены песчаниками, известняками, глинами, аргиллитами и глинистыми алевролитами; на северо-западе Внешней зоны в разрезе появляются органогенно-обломочные, песчаные и органогенно-детритовые известняки.

Верхнемеловой отдел представлен сеноманским и туронским ярусами и сенонским подотделом (коньякский, маастрихтский ярус).

Отложения сеноманского яруса общей мощностью 3-12 м сложены кварц-глауконитовыми песчаниками с пропластками гравелитов, перекрытых пачкой мергелей и органогенно-обломочных известняков. Песчаники нижней части яруса характеризуются хорошими коллекторскими свойствами. На площади Сев. Медынич их пористость составляет 5-16 %.

В строении туронского яруса принимают участие известняки с пропластками мергелей, глин, песчаников и алевролитов. Межзернистая пористость известняков не превышает 5 %.

На породах сенонского подотдела резко отражена смена фаций. На большей части Львовского мелового прогиба подотдел выполнен монотонной толщей мергелей и пелитоморфных известняков, а в Угерском газоносном районе это песчаники светлого зеленовато-серые, кварцевые, мелко- и среднезернистые, известковистые с пропластками кварцевых алевролитов. Песчаники и известняки характеризуются резкой фациальной изменчивостью. Часто на незначительном расстоянии, например, в скважинах Сев. Медынич-11,16, расположенных на расстоянии 2 км, песчаники замещаются мергелями и аргиллитами. В скв. 11 в низах сенона выделяется 200-метровая пачка песчаников с редкими пропластками мергелей. В скв. 16 песчаники имеют мощность 108 м, верхняя часть разреза сложена мергелями [48]. Максимальная мощность сенонских отложений вскрыта скв. Угерско-7, где она составляет 600 м. Самую высокую пористость (33,2 %) и проницаемость (2,435 мкм²) имеют песчаники с базальным типом цементации Угерского и Бильче-Волицкого месторождений, к северо-западу и юго-востоку от которых коллекторские свойства пород сенона ухудшаются.

Анализ распределения сенонских песчаников показал, что в отличие от мелового прогиба, простирающегося субмеридиально к Карпатской геосинклинали, осевая зона их наибольших мощностей имеет северо-восточное направление. Это вместе с локальностью распространения в некоторой степени свидетельствует о возможной связи песчаников с палеорусловыми потоками и палеодельтами прикарпатских рек.

Межзернистая пористость мезозойских известняков очень низкая. Ее среднее значение для верхнеюрских отложений не превышает 3,5, для нижнемеловых 4, для туронских и сенонских известняков 5 и 7 % [48]. Основными коллекторами газа в отложениях верхней юры на Рудковском месторождении и нефти на площади Судовая Вишня, а также в отложениях нижнего мела - верхней юры на Кохановском нефтяном месторождении являются трещиноватые и кавернозные известняки.

Е.М.Смехов [136], обобщая обширный материал по трещиноватым коллекторам мира, сделал вывод, что их емкость представлена различными пустотами (кавернами, микротрещинами, карстовыми пустотами, стилолитами), соединяющимися между собой микротрещинами. Последние и обеспечивают передвижение жидкостей и газов в трещиноватых коллекторах.

По данным Р.С.Копытянского [80], коэффициент трещиноватости известняков и мергелей, определенный по образцам керн на ряде площадей Внешней зоны Предкарпатского прогиба, составляет 0,31. Наиболее трещиноваты кровельные части толщ, приуроченные к эрозионным поверхностям. Таковыми являются несогласно залегающие зоны между отложениями верхней юры и неогена (площадь Рудки), нижнего мела, юры и неогена (площадь Кохановка), нижнего мела и верхней юры. К ним могут быть отнесены интервалы между породами кельовой-оксфордского и киммеридж-титонского ярусов. Из-за расчлененности донеогенового основания многочисленными разрывными нарушениями трещины развиты по всему разрезу, что вместе с кавернозностью обусловило формирование в отложениях мезозоя массивных газовых залежей, перекрытых миоценовой крышкой. Прямым доказательством наличия каверн и трещин в известняках являются высокие дебиты газа на Рудковском месторождении, наличие пустот в образцах поднятых кернов, плохой вынос керн и т.д.

Таким образом, в мезозойском комплексе отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба выделяются два типа пород-коллекторов: с первичной пористостью - песчаники, алевролиты и известняки, которые приобрели коллекторские свойства в процессе осадконакопления, и с вторичной пористостью - кавернозные и трещиноватые известняки, доломиты и доломитизированные известняки [48].

В конце мелового периода бассейн полностью закрылся и на протяжении длительного времени (палеоген - начало миоцена) территория Внешней зоны представляла собой сушу. Это выразилось в полном отсутствии здесь палеогеновых и нижнемиоценовых отложений, за исключением фрагментов пород эоцена в континентальной формации мощностью до нескольких метров. Маломощные отложения предположительно эоценового возраста вскрыты скважинами в районе Покутско-Буковинского поперечного поднятия.

В связи с тем что Внешняя зона длительное время подвергалась денудационным процессам, донеогеновые отложения интенсивно размывались, и неогеновый комплекс, согласно стратиграфической схеме О.С.Вялова [29], представлен здесь образованиями карпатия (гельвет), бадена (тортон) и нижнего сармата (верхнемелассовая подформация). Он залегает на разновозрастных донеогеновых отложениях - от рифея до мела (местами палеогена) включительно.

Начало формирования Внешней зоны связывают с ранним баденом, когда вся территория была покрыта морем; однако ее погружение еще отстает от Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, где нижнебаденские морские отложения общей мощностью до 200 м сложены песчаниками, аргиллитами, реже туфами. Они согласно перекрыты тирасскими гипсами и ангидритами.

Во Внешней зоне отложения карпатия распространены незначительно, часто выполняют неровности древнего эрозионного рельефа, мощность их не превышает 100 м. Они сложены кварцевыми зеленовато-серыми, разномерными, слабоцементированными песчаниками с цементацией порового и базального типов, алевролитами, кварцевыми песчаниками с глауконитовым и монтмориллонитовым цементом. Цементация порового типа. Иногда встречаются пропластки темно-серых песчаных глин. В низах карпатия залегают конгломератоподобные породы, состоящие из обломков известняков, мергелей и песчаников. На площади Рудки в верхней части разреза встречены серые и белые скрытокристаллические известняки.

Пористость песчаников и алевролитов изменяется от 6 до 31 % (средняя 12-14 %), проницаемость обычно менее $0,1 \cdot 10^{-3}$, иногда достигает $270 \cdot 10^{-3}$ мкм².

При облекарении песчаниками карпатия газоносных мезозойских отложений песча-

ники вместе с этими отложениями образуют единые массивные газовые залежи. На некоторых участках в результате фациального замещения песчаников мергелями и аргиллитами породы карпатя становятся непроницаемыми.

Баденский (торгонский) ярус представлен Богородчанской свитой [111] или барановскими слоями нижнего бадена, тирасской и косовской свитами верхнего бадена.

Нижнебаденские отложения, начинающиеся слоями с *Liasium denudatum*, или Богородчанской свитой, трансгрессивно залегают на породах от рифея до карпатя. Они сложены мергелями и глинами с пропластками песчаников и туфогенных пород, редко известняков, в сторону платформы замещаются песчаниками и литотамниевыми известняками, где нижнебаденские отложения названы барановскими слоями. Это название было использовано и для описанных отложений Внешней зоны. Здесь толщина барановских слоев составляет 5-30 м и лишь на площади Бельче-Волница она увеличивается до 60-100 м.

Тирасская свита (гипсоангидритовый горизонт) верхнего бадена мощностью до 40, редко 80-100 м состоит из мелко- и крупнокристаллических гипсов, серых и голубовато-серых ангидритов с пропластками глин, песчаников, карбонатных пород и каменной соли. Последняя в районе г. Коломия образует линзовидные тела.

Время накопления пород тирасской свиты связывается с концом раннебаденской трансгрессии, охватившей не только Предкарпатский прогиб и юго-западный склон Волинно-Подольской плиты, но и наиболее опущенные районы Скибовой зоны Карпат (с. Старая Соль, г. Добромилъ). Гипсы и ангидриты отлагались в неглубоком полузамкнутом бассейне. В направлении к Карпатам в гипсоангидритовом горизонте появляется больше терригенного материала и уменьшается мощность гипсов и ангидритов, что указывает на поступление материала со стороны Карпат [34]. В районе скв. Бергомет-1 свита имеет максимальную толщину и сложена преимущественно соленосными глинами. Такие же глины мощностью 45 м пройдены скв. Залужань-30 (инт. 4830-4875 м) на северо-западе прогиба. В северо-восточном направлении (в пределах платформы) гипсы и ангидриты постепенно замещаются ратинскими известняками.

Изучение фауны фораминифер и моллюсков показало, что косовскую свиту верхнего бадена и дашавскую свиту нижнего сармата слагают мелководные морские и солоновато-водные, а также континентальные отложения, с которыми в отдельных местах Внешней зоны (например, в районе г. Коломия) связываются небольшие буротомельные месторождения.

Косовская свита верхнего бадена сложена серыми и темно-серыми известковистыми глинами и аргиллитами с пропластками серых и темно-серых кварцевых, разнозернистых (в основном мелкозернистых) известковистых песчаников и алевролитов, редко мергелей, туфов и туффитов. Содержание песчаников в разрезе косовской свиты увеличивается с ростом ее общей мощности, которая в прогибе изменяется от первых десятков метров в наиболее поднятых участках блоков до 300-400 м в юго-восточной (более погруженной) части Угерско-Косовского блока и 400-700 м в наиболее опущенном Крукеничском блоке. Установлено, что чем интенсивнее прогибался тот или иной участок, тем больше привносилось осадочного материала и тем выше коэффициент песчаности (отношение мощности песчаников к общей мощности горизонта, свиты) - $K_{пч}$.

Нижнесарматские отложения (нижне- и верхнедашавская подсвиты) сложены переслаиванием серых и темно-серых известковистых, сланцеватых, аргиллитоподобных глин и светло-серых, серых, зеленовато-серых разнозернистых известковистых песчаников и алевролитов с редкими прослоями туфов и туффитов. Отложения верхнедашавской подсвиты светлее, чем нижнедашавской. Их мощность достигает максимальной величины (1900 м) в зоне Краковецкого разлома. Песчаность разреза верхнедашавской подсвиты низкая и не превышает 10-15 % общей мощности подсвиты. Песчаники и алевролиты наиболее распространены на Свидницком, Ходновичском, Залужанском и Косовском месторождениях.

Нижнедашавская подсвита наибольшую мощность (3000 м) имеет в Крукеничском блоке, на его погруженном вдоль Краковецкого разлома северо-восточном крыле. Песчаность ее иногда достигает 40 % общей мощности и даже больше.

Неравномерное распределение песчаного материала по разрезу позволило выделить в нижнесарматской толще ряд песчаных горизонтов, которые, по данным промышленно-геофизических исследований, прослеживаются на большие расстояния. Это главным образом касается северо-западной части Внешней зоны. Ранее существовал ряд схем расчленения нижнесарматских отложений на горизонты. Почти для каждого газового месторождения (в лучшем случае - для нескольких) была создана своя синонимика, что затрудняло региональные построения и сопоставление однотипных (синхронных) горизонтов и связанных с ними залежей. В настоящее время созданы универсальная схема корреляции и унифицированная синонимика газоносных горизонтов Внешней зоны [23], согласно которой в верхнедашавской подсвите выделено 14 (ВД-1 - ВД-14) и в нижнедашавской 17 (НД-1 - НД-17) горизонтов. Эти горизонты в большинстве случаев прослеживаются во всей северо-западной части Внешней зоны, включая Дашавское и Болеховское газовые месторождения.

В центральной и юго-восточной частях зоны геолого-геофизические реперы в нижнесарматских и баденских отложениях прослеживаются значительно хуже, в связи с чем описываемая толща здесь плохо коррелируется. Это обусловлено частыми литолого-фациальными замещениями, а также значительным изменением мощности указанных отложений. Существует мнение [28], что баденские отложения в основном развиты на юго-востоке зоны, где Э.Е.Ливенталем они были расчленены на вербовецкие, прутские, коломыйские и клокучинские слои, а нижнесарматские - на северо-западе. Проведенный нами анализ многих каротажных диаграмм скважин, пробуренных на исследуемой территории, показал, что нижнесарматские отложения довольно широко развиты и на юго-востоке прогиба; здесь же распространены породы нижне- и верхнедашавской подсвиты [33, рис. 20, 21].

По сравнению с дашавской косовская свита характеризуется меньшим $K_{пч}$. Выделяемые в ней песчаные горизонты не имеют значительного площадного распространения или их вообще нет, как это отмечается на северо-западе прогиба в Угерско-Косовском блоке, где мощность косовской свиты не превышает 30-50 м, и породы сложены преимущественно глинами (площади Сев. Медынич, Рудки, Добряны, Судовая Вишня, Кохановка). В косовской свите в районе с. Корнев выделяются 11 песчаных горизонтов (на площадях Богородчани - Парице и Ковалевка - Черешенка соответственно 6 и 5).

Наиболее распространены в нижнедашавской подсвите горизонты (ритмы) толщиной 60-140 м. Для большинства из них, как и для всей нижнедашавской подсвиты, характерно увеличение $K_{пч}$ вверх по разрезу. Почти все ритмы в основании сложены глинистыми разностями, обычно служащими покровками для газовых залежей. Вверх по разрезу появляются редкие прослои алевролитов и песчаников, сменяющиеся частым чередованием глин, алевролитов и песчаников. В ряде мест в кровле ритмов песчаники и алевролиты преобладают над глинистыми разностями. В.В.Белюсов [7] отмечает, что молассовая формация отвечает заключительной стадии развития геосинклинали, когда формировались высокие горные хребты, и поднятия преобладали над погружениями. В нижних горизонтах, имеющих, как правило, морское происхождение, преобладают глины. В верхах разреза чаще развиты континентальные отложения, и осадки становятся более грубозернистыми. Это в определенной степени согласуется со строением верхнемолассовой подформации Внешней зоны Предкарпатского прогиба, особенно с выполняющими подформацию отложениями косовской свиты и нижнедашавской подсвиты.

Используемую для корреляции нефтегазоносных горизонтов ритмичность называют еще ритмостратиграфическим принципом [113], или фациально-циклическим анализом [52]. Ю.А.Жемчужников [53] ритмами считает равномерно повторяющиеся отложения типа сезонной слоистости. Комплексы пород, длительность формирования которых неоди-

накова, он предлагает называть циклами. В.Е.Хайн [148] к ритмам относит комплексы малой мощности, а к циклам — комплексы большой мощности. Аналогичной точки зрения придерживается и Л.Б.Рухин [124]. Он называет циклами длительно формирующиеся (на протяжении миллионов, особенно десятков миллионов лет), повторяющиеся в разрезах комплексы пород. Под ритмами же, по его мнению, нужно понимать быстро (обычно менее миллиона лет) образовавшиеся комплексы.

По данным [4], продолжительность баденского и сарматского ярусов составляет соответственно 2–3 и 4–5 млн. лет. За это время во Внешней зоне Предкарпатского прогиба накопились от 30 до 700 осадков баденского и 200–4500 м сарматского ярусов. В среднем скорость осадконакопления составляла 0,01–0,23 и 0,6–1,6 мм/год. Значит, образование ритмов нижедашевской подсветы мощностью 60–140 м в Круженичском блоке с максимальной интенсивностью прогибания (1–1,6 мм/год) происходило за 60–100 тыс. лет.

Коллекторами газа в отложениях косовской и дамавской свит Внешней зоны являются пласты и прослои песчаников и алевролитов мощностью 0,1–2, реже до 5 м. В разрезе преобладают пласты мощностью 0,1–0,3 м.

По степени цементации здесь различают песчаники от слабоцементированных, рассыпающихся в песок, до средней плотности и плотные (последние преобладают). Текстура песчаников массивная, параллельно- и косослоистая. Их слоистость обусловлена мелкими чешуйками слюды и остатками перетертого обугленного растительного детрита на плоскостях наложения. Песчаники известковистые (среднее содержание карбонатов 15–25 %). Цемент глинистый, карбонатный, глинисто-карбонатный, кремнистый. В зависимости от соотношения глинистого и карбонатно-кальцевого материала изменяется крепость цементации пород. С преобладанием глинистого компонента песчаники становятся рыхлыми. Глинистая фракция цемента — гидрослюда с примесью монтмориллонита, каолинита и хлорита.

По составу песчаники кварцевые, олигоценитовые и полимиктовые. Первые встречаются на участках с повышенной песчаностью ($K_{пл}$ больше 40 %). Они слабоцементированы, имеют алевролитовую структуру. Преобладают зерна размером 0,1–0,3 мм. Обломочная часть (60–90 % объема породы) состоит из слюды, остроугольных и слабоокатанных зерен кварца и полевого шпата, единичных зерен граната, циркона, турмалина, лейкоксена.

Олигоценитовые песчаники по степени сортированности и окатанности обломочного материала не отличаются от кварцевых, но встречаются реже. Состав обломков кварцевых песчаников более разнообразный. Они содержат 70–80 % кварца. Встречаются полевые шпаты, глауконит, циркон, гидроксиды железа, лейкоксен, чешуйки мусковита, биотита, обломки пород кремнистого состава, халцедонитов, глинистых карбонатных пород и алевролитов. Тип цементации базальный и порово-базальный. Цемент (70–80 %) карбонатный и глинисто-карбонатный.

Полимиктовые песчаники состоят из зерен размером 0,6–0,8 мм. Кластический материал в основном кварцевый. Обломки пород окатанные и полуокатанные. Почти 50 % обломков составляют кварциты, халцедониты, кремнистые аргиллиты, кварцевые алевролиты, известковистые сланцы. Встречаются агрегаты мелких зерен глауконита.

В емкостном отношении в миоценовых отложениях выделяются высоко- и среднепористые, разно-, средне- и мелкозернистые песчаники и алевролиты. Высокопористые песчаники от слабоцементированных до крепких, кварцевые, известковистые, слюдяные. Цемент глинистый, реже глинисто-карбонатный. Тип цементации порово-базальный. Открытая пористость 20–30, иногда 30–40 %, проницаемость от $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $1,505 \text{ мкм}^2$. Гранулометрический состав и содержание фракций этих песчаников следующий: 1,0–0,5 мм — 8–28 %, 0,5–0,25 мм — 15–22, 0,25–0,10 мм — 13–37, 0,10–0,01 мм — 5–17, 0,01 мм и меньше — 2,6 %.

Среднезернистые песчаники крепкие, реже средней крепости и слабоцементиро-

ванные. Тип цементации базальный, порово-базальный, реже поровый и пойкилокластический. Цемент глинисто-карбонатный и карбонатный, преобладающая пористость 10–20 % и проницаемость от долей до 0,2–0,6 мкм^2 . Механический состав зерен песчаников и алевролитов таков: 1,0–0,5 мм — до 5 %, 0,5–0,25 мм — 10–15, 0,25–0,10 мм — 12–26, 0,10–0,01 мм — 13–35, 0,01 мм и меньше — 6–32 %.

Мелкозернистые песчаники, характеризующиеся пористостью 4–10 % и проницаемостью обычно менее $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, известковистые, слюдяные, крепкие, кварцевые. Цемент породы (20–35 %) карбонатный, карбонатно-глинистый, мелкозернистый с примесью серицита. Примесь глинистого материала составляет до 10 %. Тип цементации поровый, порово-базальный [170]. Размер зерен и их процентное содержание таковы: 0,25–0,10 мм — от 0,6–2 до 23 % (преобладает 2–6 %), 0,10–0,01 мм — 13–39, 0,01 мм и меньше — 6–55 %.

Плотность песчаников изменяется от 2,05 (слабоцементированные) до $2,6 \text{ г/см}^3$ (крепкие). При плотности 2,5–2,6 г/см^3 песчаники карбонатизированы и почти непроницаемы. С плотностью тесно связана и пористость, уменьшающаяся с глубиной от 32 до 6–4 %. Если на глубинах 500–800 м (площади Ходновичи, Залужаны, Свидница) максимальные величины пористости по керну 28–34, то в интервалах 1800–2000 м (площади Пняны, Новоселки) они не более 20–22 %. На глубинах 3200–4500 м (площади Залужаны, Новоселки, Макушев, Майнич) пористость уменьшается до 6–4 % [90]. Это обусловлено составом цементующего материала, его содержанием и характером распределения, катагенетическими преобразованиями минералов и другими факторами. Так, фильтрационные свойства песчаников и алевролитов ухудшаются с увеличением в них карбонатности, и при содержании в песчаниках 27 % карбонатов они становятся практически непроницаемыми [91].

С глубиной увеличивается крепость и плотность песчаников. В горизонтах, залегающих глубже 4000 м, кварц замещается карбонатами, происходит регенерация кварца и кремнистого цемента. Текстура песчаников становится нечеткой, зерна кварца корродированы и генерированы [89].

Алевролиты по сравнению с песчаниками более плотные, темно-, зеленовато- или голубовато-серые. Среди них преобладают кварцевые и слюдяно-кварцевые, реже глауконит-кварцевые разновидности. Кластический материал алевролитов представлен кварцем, составляющим 80–85 % обломочного материала. Цемент алевролитов (30–45 %) порово-базальный, реже регенерационного типа, по составу он глинисто-карбонатный, карбонатный и кварцевый.

Нижнесарматские и баденские терригенные отложения характеризуются значительными фашиальными изменениями не только по разрезу, но и по площади, что подтверждается данными промыслово-геофизических исследований и лабораторными определениями. Резкое литологическое замещение отмечается на Ходновичском и Залужанском месторождениях, где развиты высоко-, средне- и низкопористые коллекторы. Первые распространены в основном на юго-восточных периклиналях поднятий и представлены разнозернистыми песчаниками (преобладают средне- и крупнозернистые) — от рассыпающихся в песок до крепких. В кровельной части горизонтов встречаются пропластки конгломератов и галечников. Открытая пористость песчаников 20–30, часто 30–40 %, а проницаемость до $1,505 \text{ мкм}^2$. Крупнозернистые составляют 55–60 % общего количества песчаников, распространенных на периклиналях поднятий, среднезернистые 30–35 и мелкозернистые песчаники и алевролиты 5–8 %. Количество последних в сводах увеличивается до 20–25 %.

Ухудшение коллекторских свойств к сводам происходит за счет увеличения глинистости и фашиального замещения песчаников алевролитами и глинами. Коллекторы в сводовых частях структур сложены среднезернистыми песчаниками и алевролитами, которые составляют до 60–75 % общей эффективной мощности песчаных горизонтов [170]. На изменение коллекторских свойств нижнесарматских отложений указывают и дебиты газа, уменьшающиеся от периклиналей к сводам структур. Аналогично песча-

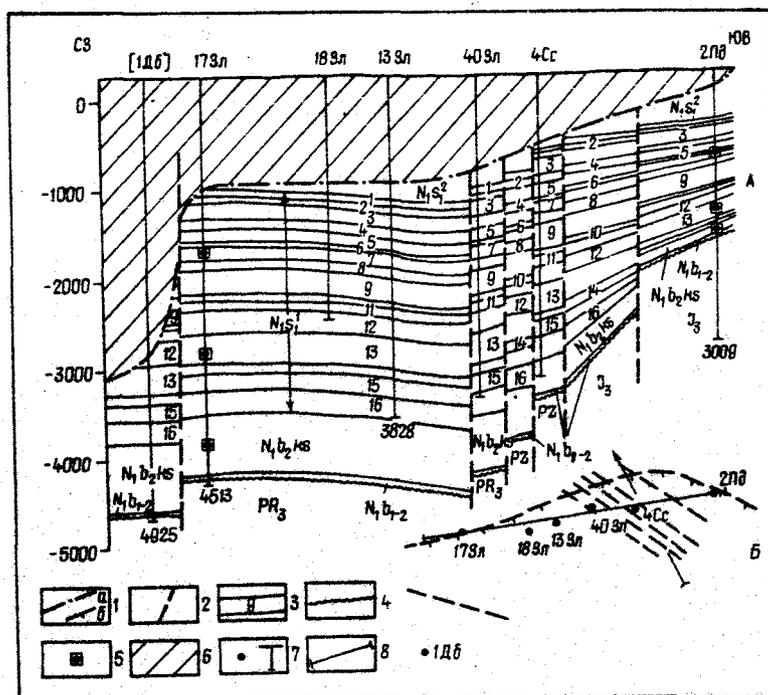


Рис. 2. Поперечный геологический разрез через площадь Залужаны - Подольцы (А) и расположение скважин (Б): 1 - линия Стебницкого надвига; а - в геологическом разрезе, б - выход на поверхность; 2 - тектонические нарушения; 3 - песчано-глинистые горизонты нижнедашавской подсветы; 4 - линия стратиграфического несогласия; 5 - места отбора образцов глин в скважинах; 6 - надвинутые породы Внутренней зоны; 7 - скважины площадей: Дб - Дубляны, Зл - Залужаны, Сс - Сусолив, Пд - Подольцы; 8 - линия геологического разреза.
О т л о ж е н и я: PR_3 - верхнепротерозойские, $PZ - J_3$ - верхнеюрские; N_1, b_{1-2} - нижне-верхнебаденские; N_1, b_2, Ks - верхнебаденские (косовская свита); подсветы нижнего сармата: N_1, s_1' - нижнедашавская, N_1, s_2' - верхнедашавская

ний материал распределяется и на других миоценовых поднятиях. Так, повышенным содержанием песчаников характеризуются юго-западные крылья Новосамковской, Сусоливской, Грушевой, Опарской, Кавской, Угерской, Ковалевской, Славенкой и Красноильской структур, северо-восточные крылья Залужанского, Кадобнянского, Гринковского и других поднятий.

Обычно полагают, что смена фаций происходит в направлении от прибрежных участков к более глубоководным частям бассейна. Нормальным при этом считается распределение терригенного материала в бассейне, когда возле берега в основном накапливаются галечники и гравелиты, а затем разнозернистые пески, песчаные глины, глины, карбонаты, реже кремнистые образования. В.Е.Ханин [148] считает, что ширина зон распространения осадков разного гранулометрического состава на дне бассейна зависит от скорости его прогибания, т.е. определяется тектоническим режимом бассейна.

Анализ палеогеографической обстановки Предкарпатского прогиба и пространственного распределения песчаников в миоценовой толще Внешней зоны прогиба с учетом особенностей литолого-фашиального замещения и минерального состава пород показал, что в ряде случаев зоны с повышенным содержанием песчаников являются осадками дельт и конусов выноса прекарпатских рек [90, 118, 160]. Такие зоны, особенно приуроченные к периклиналям поднятий и контролируемые положением поперечных разрывных нарушений, в плане имеют вид треугольников с вершиной, направленной в сторону Карпат. Это указывает на привнос основного количества обломочного материала с юго-запада.

Преобладание песчаников на периклиналях и крыльях, иногда до полного замещения глинами в сводах поднятий, также объясняется переносом песчаного материала подводными течениями. Поскольку поднятия на исследуемой территории развивались конседиментационно, унаследовав неровности донегеновой поверхности, они, очевидно, способствовали отклонению течений и выпадению более грубозернистых разностей на промежуточных участках между поднятиями и депрессиями, поднятиями и опущенными блоками и на склонах этих локальных поднятий [118, 159, 166, 167].

В разрезе миоцена Внешней зоны преобладают глины темно- иногда зеленовато-серые, тонкослоистые, известковистые, песчанистые.

По данным термического и рентгенофазового анализов основная тонкодисперсная масса глин (фракция менее 0,001 мм) состоит из монтмориллонита и гидрослюдами минералов типа браммалита. В незначительном количестве встречается хлорит, каолинит, микрочернистый карбонат кальция и другие минералы. В процессе взаимодействия с пресной водой объем глин увеличивается в 2,5 раза и более [41]. Набухание происходит до глубины порядка 3000 м. Глубже благодаря дегидратации плотность глин увеличивается, и они становятся аргиллитоподобными.

Для получения более достоверных данных о катагенетических преобразованиях нами дополнительно исследовались баденские и нижнесарматские глины [169]. Объектом изучения были скважины Залужаны-17 и Подольцы-2, пройденные с довольно полным отбором керна соответственно в наиболее погруженном Круженичском и поднятом по

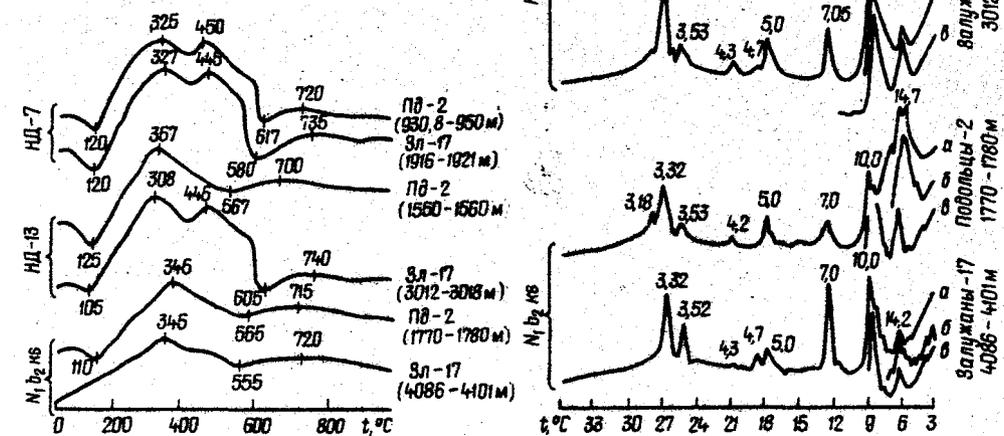


Рис. 3. Кривые нагревания фракций < 0,001 мм глин нижнедашавской подсветы нижнего сармата (НД) и косовской свиты верхнего бадена (N_1, b_2, Ks) скважин Подольцы-2 и Залужаны-17:

Рис. 4. Дифрактограммы фракций < 0,001 мм глин нижнедашавской подсветы нижнего сармата (НД) и косовской свиты верхнего бадена (N_1, b_2, Ks) скважин Подольцы-2 и Залужаны-17: а - исходные (выделенные в дистиллированной воде); б - обработанные гликолем; в - прокаленные при температуре 600 °С

Краковецкому разлому Угерско-Косовском блоках (рис. 2). Осадки, отлагавшиеся в идентичных палеогеографических обстановках, залегают сейчас на различных глубинах. Глубины залегания синхронных горизонтов, хорошо коррелируемых по данным промышленно-геофизических исследований в скважинах, в Круженичском блоке в два раза и более больше, чем в Угерско-Косовском. Значит, и степень катагенетических преобразований пород одноименных горизонтов, находящихся в этих блоках в различных термобарических обстановках, неодинаковая.

Образцы глин в отмеченных скважинах были отобраны нами из горизонтов НД-5, 7, 9, 11, 12, 13, 15 (нижнедашавская подсистема) и из косовской свиты. Они подверглись термическому и рентгенофазовому анализу, выполненному в лабораториях ИГТИ АН УССР. Дифференцированные термические анализы глин проведены Н.В.Шереметой на дериватографе чувствительности 1000 °С/100 мин, а дифрактограммы глин сняты З.И.Йоршем и Л.И.Скульской на аппарате ДРОН-5. Как наиболее показательные образцы подверглись термограммы и дифрактограммы глин горизонтов НД-7, 13 и косовской свиты (рис. 3, 4).

Анализ термограмм и дифрактограмм показал, что на глубинах 930,8-950, 1550-1560 и 1770-1280 (скв. Подольщи-2) и 1916-1921 м (скв. Залужаны-17, горизонт НД-7) основными минералами глин являются монтмориллонит и гидрослюда. В незначительных количествах встречаются хлорит, каолинит и другие минералы. На глубинах 3012-3018 и 4086-4101 м (скв. Залужаны-17, горизонт НД-13 и косовская свита) монтмориллонита как свободного минерала практически нет. Это свидетельствует о том, что процессы катагенетических преобразований глинистых минералов, проявляющиеся во Внешней зоне ниже глубин 1800-1900 м, сопровождались выделением "межслоевой" воды и ее отжатием в породы-коллекторы. Основное выделение воды, наглядно фиксирующееся на термограмме в инт. 4086-4101 м (скв. Залужаны-17, косовская свита) отсутствием первого низкотемпературного эндотермического эффекта, происходит ниже 3000 м.

Тектоника

Слагающие Внешнюю зону Предкарпатского прогиба рифейские, палеозойские, мезозойские и миоценовые отложения образуют структурно-тектонические этажи. Породы первых двух этажей метаморфизованы, плотные, раздробленные, с углами падения от нескольких до 90°. На юго-востоке Внешней зоны палеозойские отложения, входящие в состав Восточно-Европейской платформы, менее дислоцированы.

Рифейский комплекс вскрыт скважинами непосредственно под верхними молассами в ядре Лежайского массива, отражающего во Внешней зоне положение Свентокшиско-Добруджинской гряды.

Простираение осевой зоны Львовского палеозойского прогиба субмеридиональное и почти совпадает с направлением Викторовского и Нижанковичского разрывов (рис.5). Полагают, что такое же простираение имеют и нижнепалеозойские структуры.

Мезозойский структурный этаж представлен Стрийским врсским и Львовским меловым прогибами. Осевая зона врсского прогиба контролируется зоной Краковецкого разлома. Прогиб асимметричного строения, имеет длинное и пологое северо-восточное, короткое и крутое юго-западное крылья. Максимальная ширина прогиба в пересечении Буск - Львов - Дрогобыч составляет 100-110 км.

Осевая зона Львовского мелового прогиба проходит от г. Рава-Русская в направлении г. Городок - с. Ставчаны. В зоне Дрогобычско-Ширецкого поперечного разлома осевая зона раздваивается. Ее восточная ветвь простирается через г. Николаев и западнее г. Роздол, а западная - через села Малая Горожанка, Угерско, Дашава.

В отличие от палеозойских мезозойские отложения залегают спокойнее, образуя пологие прерывистые складки. Характерной особенностью мезозойских структур является несовпадение структурных планов донеогеновой эрозивной поверхности со струк-

турными планами по кровле отдельных горизонтов мезозойских отложений. Так, по размытой поверхности отложений верхней при Рудковская структура представляет собой эрозивный выступ, а по подошве слоев кимебридж-титонского яруса - плакосинклиналь. Между Дрогобычско-Ширецкой и Стрийской зонами разломов по тем же слоям выделяются Мединичско-Оларская и Стрийская синклинали, разделение Угерской антиклиналь [159], а по размытой поверхности отложений верхнего мела здесь выделено несколько эрозивных поднятий. Их простираение совпадает с направлением блоков донеогенового основания. Внутримезозойские структурные планы имеют более северо-восточную ориентировку.

В ряде работ, посвященных изучению геологического строения Внешней зоны, рассматривается и ее тектоническое районирование. При тектоническом подразделении исследователи учитывали изменение мощности и своеобразный характер складчатости миоценовых отложений, их залегание на разновозрастных донеогеновых образованиях, различную интенсивность дизъюнктивной нарушенности донеогенового основания и другие признаки.

Всесторонний анализ большого фактического материала и истории геологического развития региона показал, что принципиально отличий в строении выделяемых подзон, которые, как писал О.С.Видов [27], можно было бы рассматривать как тектонические еди-

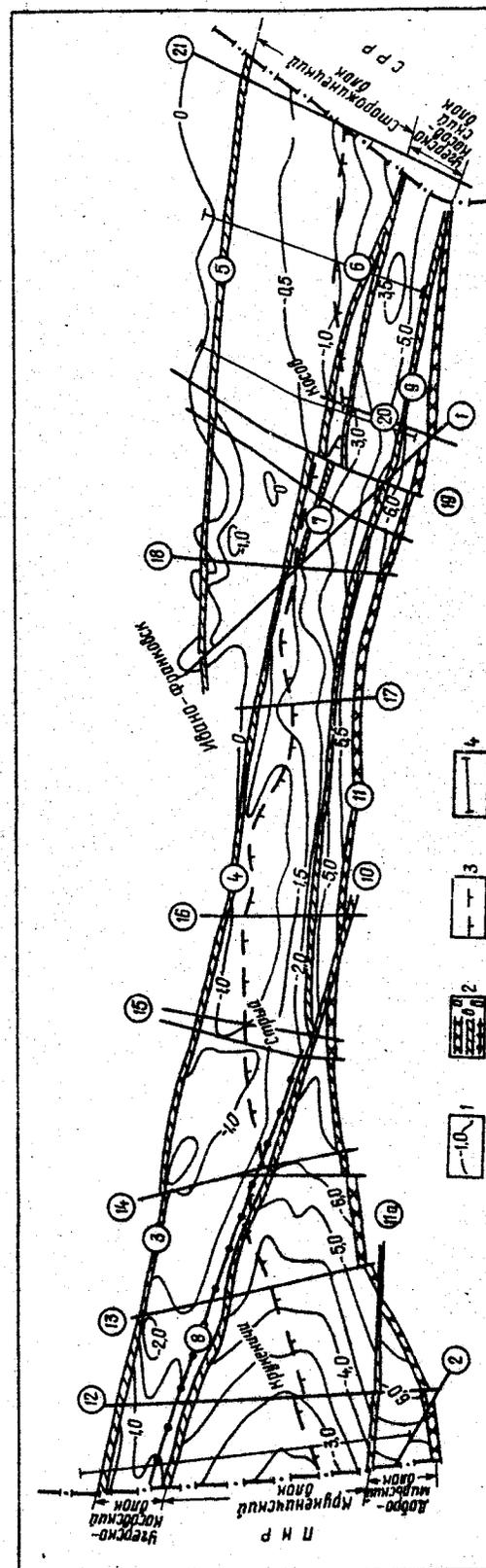


Рис. 5. Структурная карта донеогенового основания Внешней зоны Предкарпатского прогиба: а - глубинные, б - региональные, в - оплывшие линии; 1 - изогипсы донеогеновой поверхности, км, 2 - тектонические нарушения, км, 3 - геологические разрезы Р а з л о м (линии в кружках); 4 - Стрийский, 5 - Косовский, 6 - Стрийско-Оларский, 7 - Косовско-Винянский, 8 - Сулдово-Винянский, 9 - Назавзоровский, 10 - Краковецкий, 11 - Предкарпатский, 12 - Мединичско-Оларский, 13 - Мединичско-Оларский, 14 - Дрогобычско-Ширецкий, 15 - Стрийский, 16 - Турковский, 17 - Ломинский, 18 - Маньковский, 19 - Докучаевский, 20 - Суцарский.

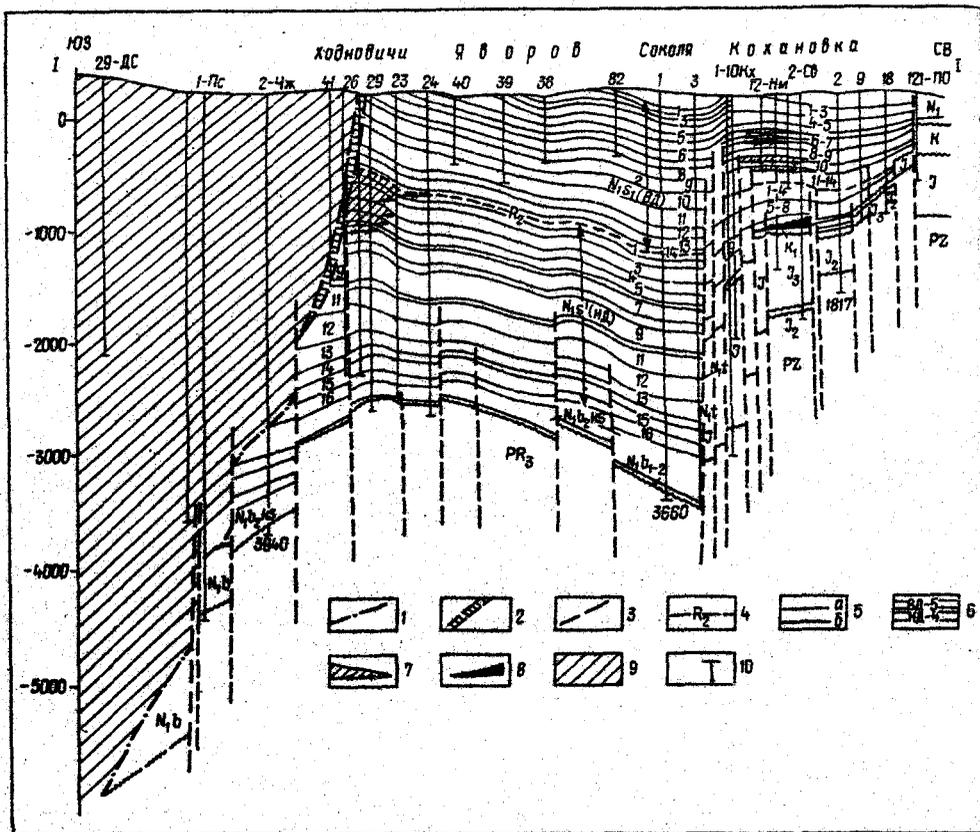


Рис. 6. Поперечный геологический разрез через площади Ходновичи - Кокановка (линия разреза на рис. 5).
 1 - Стебникский надвиг; 2 - тектонический элемент, сложенный породами бадена и нижнего сармата; 3 - тектонические нарушения; 4 - геолого-геофизический репер; 5 - геологические границы залегания: а - согласного, б - несогласного; 6 - песчано-глинистые горизонты верхнедадашавской (ВД) и нижнедадашавской (НД) подсвиты; 7 - газовые залежи; 8 - нефтяная залежь; 9 - надвинутые породы Внутренней зоны и Береговых Карпат; 10 - скважины.
 Отложения: PR_3 - верхнего протерозоя; PZ - палеозоя; J - юры; J_2 - средней, J_3 - верхней; K - мела; K_1 - нижнего мела; M_1 - нижнего неогена; $M_1, 2$ - бадена; $M_1, 2, 3$ - нижнего - верхнего бадена; $M_1, 2, 3, 4, 5$ - косовской свиты верхнего бадена; подсвита нижнего сармата: $M_1, 5_1$ - нижнедадашавской, $M_1, 5_2$ - верхнедадашавской

линии крупного регионального порядка, не наблюдается. Выделение Круженичской подзоны, например, базировалось в основном на отсутствии в ее пределах меловых образований, развитых в остальной части Внешней зоны [143].

Бурением в западной, центральной и юго-восточной частях Внешней зоны установлено залегание баденских и нижнесарматских отложений не только на меловых, но также на прских и палеозойских образованиях (площади Судовая Вияня, Добрян, Рудки, Тростянец, Назавизов, Богородчани - Парше, Коршев - Испас, Ковалевка - Черешенка, Лолушна). Следовательно, гетерогенное строение донеогенового фундамента, обусловленное блоковой тектоникой и глубиной эрозийного среза слагающих его отложений, не является основанием для тектонического районирования Внешней зоны.

Одной из отличительных черт строения, положенных в основу подзонального деления исследуемого региона, считались и незначительные толщины неогеновых отложений в его центральной и юго-восточной частях и предполагавшееся отсутствие в последней крупных дизъюнктивных нарушений. В настоящее время в районе поперечного Покутско-Буковинского поднятия выявлены сейсмическими работами и подтверждены

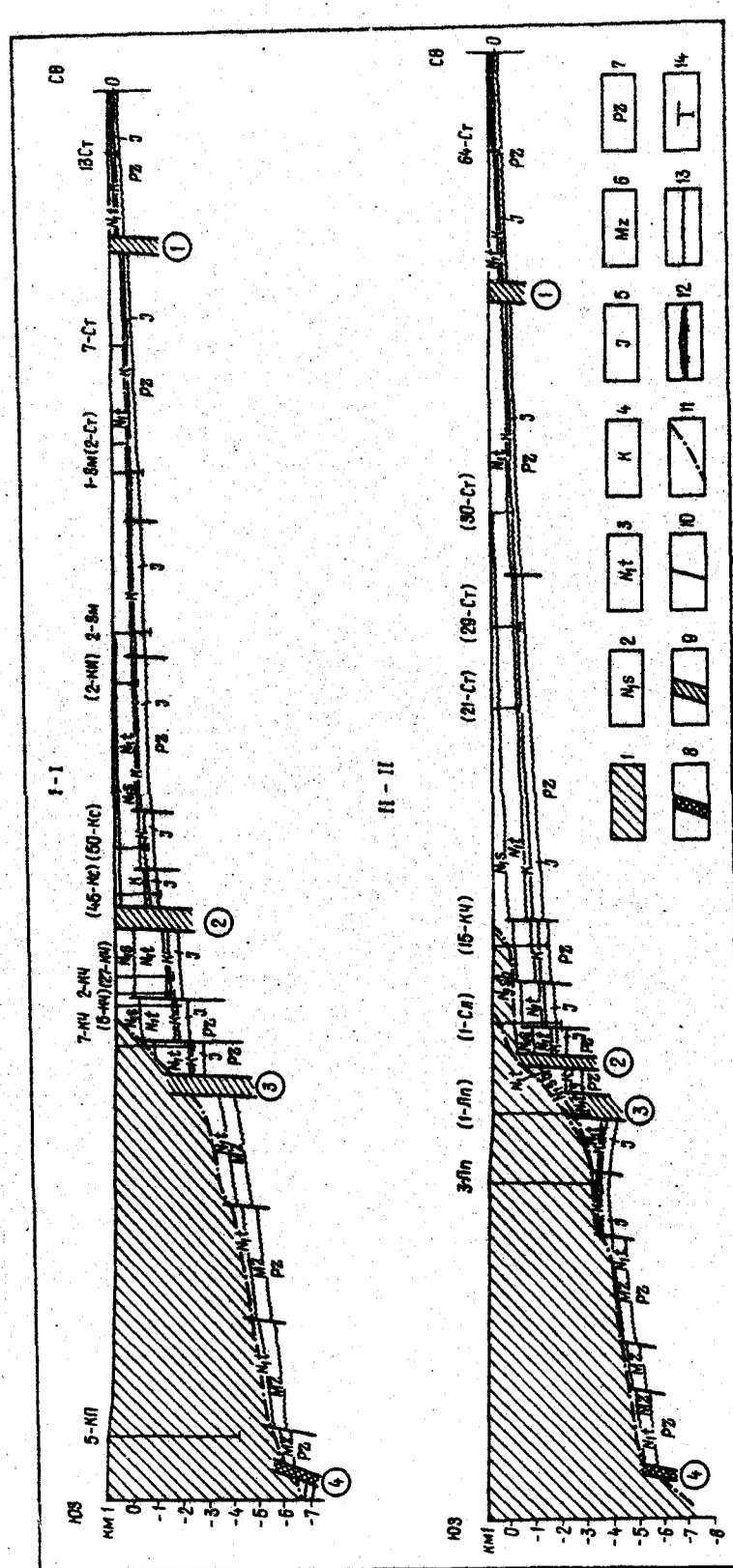


Рис. 7. Поперечные геологические разрез (линии разрезов на рис. 5) через площадь Ковалевка - Черешенка (I-I) и Лолушна - Storozhynets (II-II):
 1 - надвинутые породы Внутренней зоны и Береговых Карпат; 2 - сармата, 3 - бадена, 4 - мела, 5 - юры; 6 - мезозой; 7 - палеозой; 8 - северо-восточная ветвь Предкарпатского глубокого разлома; 9 - региональные операции; 10 - линия надвига; 11 - линия надвига; 12 - нефтяная залежь; 13 - линия структурных несогласий; 14 - скважины; разлом (линия в кружках): 1 - Старомишчик, 2 - Косовский, 3 - Ковалевский, 4 - Предкарпатский

бурением крупноамплитудные Косовское, Ковалевское, Назавизовское и другие разрывные нарушения с амплитудами смещения по ним донеогеновой поверхности 600 – 2500 м (рис. 5–7). Мощности неогеновых отложений в центральной и юго-восточной частях прогиба (Угерско-Косовский блок) местами достигают 2000–2300 м и практически не отличаются от таковых на северо-западе прогиба. Выделяемые подзоны не отличаются между собой также формированием миоценовых структур. Их направление в основном подчинено простиранию блоков донеогенового основания, ограниченных продольными разломами, которые размещены под углом к Карпатам. Форма и размеры миоценовых структур обычно обусловлены морфологией, интенсивностью и характером прогибания блоков, к которым они приурочены.

Большинство миоценовых поднятий, как правило, сложного происхождения [21, 47, 48 и др.]. Вначале они развивались унаследованно (унаследовались эрозионные выступы донеогеновой поверхности), а в дальнейшем конседиментационно. Это установлено и для структур, расположенных перед фронтом Стебникского надвига [159], и подтверждается смещением вверх по разрезу сводов поднятий в направлении увеличения мощности слагающих их отложений (главным образом в сторону надвига). Окончательно неогеновые поднятия сформировались на заключительном этапе альпийского тектогенеза, обусловленного незначительным смещением на северо-восток сводов верхних структурных плานов околонадвигных структур, дислоцированность баденских и нижнесарматских отложений вдоль Стебникского надвига в полосе шириной до 1,5–2 км и более, образование надразломных складок в зоне Краковецкого и других разломов [159].

Исследование разрывных дислокаций Предкарпатского прогиба, а также влияния их на распределение мощности и образование структуры миоценового чехла показали, что во Внешней зоне следует выделять не подзоны, а крупные блоки, условно приравняемые к подзонам. Таковыми (с северо-востока на юго-запад) являются Сторожницкий, Угерско-Косовский, Круженицкий и выделенный нами Добромильский [159] с мощностями баденских и нижнесарматских отложений соответственно 200–1500, 300–3000, 2700–6000 и 100–600 м. Они ограничены региональными Старожинецким, Косовским, Калущским, Городокским, Княжицким, Краковецким и Предкарпатским глубинным разломами и, кроме того, расчленены рядом других разрывов с меньшей амплитудой. Блоки, как и расчленявшие их разрывные сбросовые нарушения, в неогене развивались одновременно с накоплением осадков. Конседиментационное развитие сбросов подтверждается сменой мощностей синхронных горизонтов в поднятом и опущенном блоках (см. рис. 6). Уменьшение мощности неогеновых отложений в Угерско-Косовском блоке в два раза и более по сравнению с Круженицким происходит из-за сокращения мощности отдельных горизонтов и выпадения из разреза нижних горизонтов нижнедашавской и низов верхнедашавской подсыт на поднятом крыле Городокского сброса (рис. 8).

Амплитуды нарушений, проявившихся в миоценовой толще, изменяются от десятков до нескольких сотен и даже первых тысяч метров. Они увеличиваются с глубиной. Некоторые разрывы секут почти всю толщу, другим в приповерхностных зонах соответствуют флексурные изгибы или надразломные складки [48, 49, 118, 159].

Уменьшение мощностей верхнемиоценовых моласс под Внешнекарпатским покровом (Внутренняя зона), надвинутым на Внешнюю зону по Стебникскому надвику с амплитудой до 30 км (а возможно, и более), объясняется нами конседиментационным развитием этого надвига [161–163].

При постепенном перемещении на северо-восток и в результате поддвига Волинно-Подольской плиты под Карпаты покров, начиная с раннего бадена, оползал в миоценовый бассейн. Под воздействием дополнительных нагрузок, возникших вследствие надвигания нижнемиоценовых и верхнемиоценовых моласс (последние в дальнейшем во Внутренней зоне в большинстве мест были размыты), а также вследствие возобновления движения по старым швам блоки донеогенового основания Внешней зоны прогибались интенсивнее. В результате участки Круженицкого и Угерско-Косовского блоков и

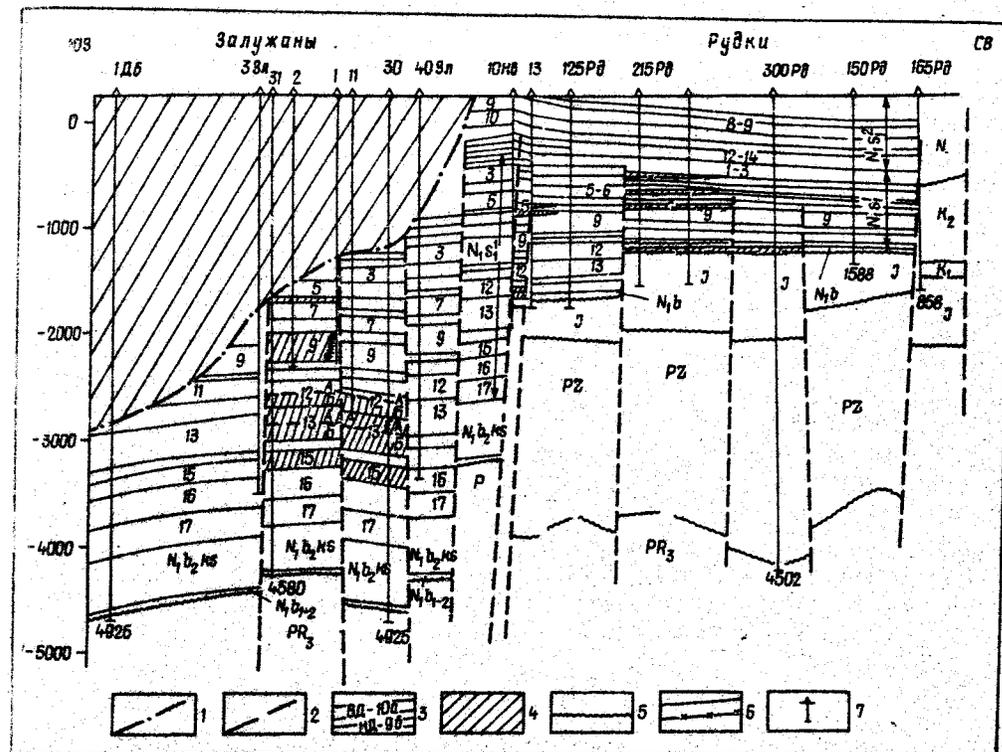


Рис. 8. Поперечный геологический разрез через площадь Залужаны – Рудки: 1 – Стебникский надвиг (в разрезе); 2 – тектонические нарушения; 3 – условные песчано-глинистые горизонты; 4 – надвинутые породы Внутренней зоны; 5 – линии стратиграфических несогласий; 6 – газовые залежи; 7 – скважины площадей: Зл – Залужанской, Нв – Новосалковской, Рд – Рудковской, Дб – Дублянской. Отложения: PR₃ – верхнего протерозоя, PZ – палеозоя, J – юры; K – мела: N₁ – нижнего, N₂ – верхнего; N_{1b} – бадена; N_{1b1-2} – нижнего – верхнего бадена; N_{2b} – верхнего бадена; подсыт нижнего сармата: N_{1s1} – нижнедашавской (НД), N_{1s2} – верхнедашавской (ВД)

весь Добромильский блок, перекрытый Внутренней зоной, погрузились на большие глубины; простирание же поверхности Стебникского надвига во многих местах совпадает с направлением продольных разломов (Краковецкого, Калущского, Назавизовского, Ковалевского), которыми к тому же секутся породы надвинутого покрова (см. рис. 6–8).

Во Внешней зоне, кроме продольной тектонической зональности, интенсивно проявилась и поперечная в виде опущенных и поднятых участков, обычно разграниченных поперечными разрывами. Вдоль последних в миоценовое время смещались породы автоктона и аллоктона. Амплитуды смещений фронтальной линии Стебникского надвига вдоль Стривяжского, Дрогобычско-Ширецкого, Стрыйского, Покутского и других поперечных сбросо-сдвигов сейчас измеряются величинами до 1,5–2 км [33, 118, 161]. Все это дополняет факты, свидетельствующие о длительном и одновременном развитии Стебникского (Внешнекарпатского) покрова и разнонаправленных разрывных нарушений с накоплением баденских и нижнесарматских осадков.

Названные особенности строения Внешней зоны указывают на единство процессов тектогенеза и седиментогенеза. Неравномерное движение блоков донеогенового фундамента не только влияло на распределение мощностей миоценовых отложений, но и предопределяло распределение в них песчаных и глинистых фаций.

Анализ мощностей и фаций этих отложений показал, что интенсивность прогибания различных участков Внешней зоны в определенной степени связана с гетероген-

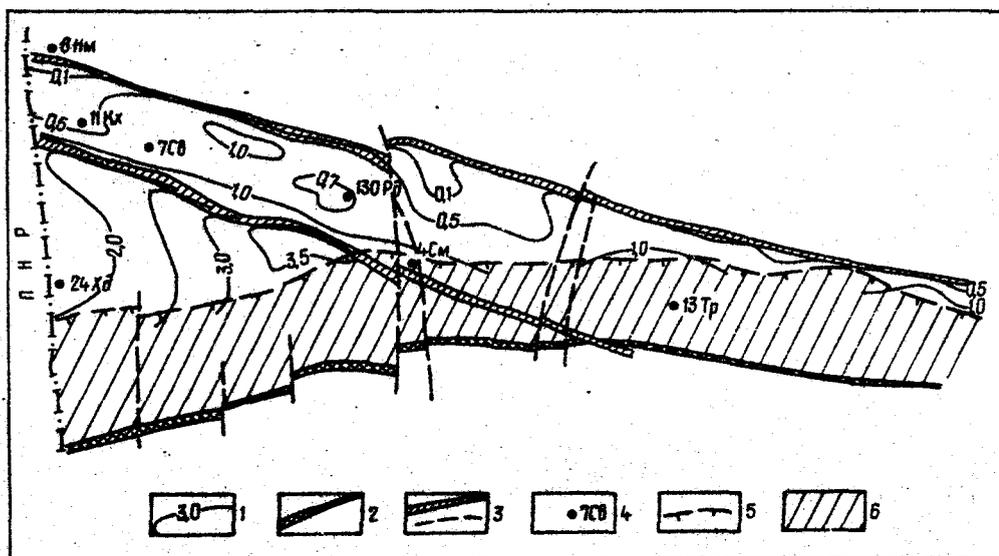


Рис. 9. Карта интенсивного прогибания блоков донеогенового основания Внешней зоны Предкарпатского прогиба в неогеновое время (между кровлей гипсоангидритового горизонта и подошвой верхнедашавской подсвиги): 1 - линия равного прогибания, 2 - северо-восточная ветвь Предкарпатского глубинного разлома, 3 - положение зон разломов, 4 - скважины, 5 - поверхностная линия Стебниковского надвига, 6 - зона срезания неогеновых отложений надвигом

ным строением фундамента. Наибольшие мощности приурочены к Угерско-Косовскому и Крукеничскому блокам, докембрийский фундамент которых входит в состав молодой (Западно-Европейской) платформы, наименьшие - к Сторожинцевскому блоку, расположенному на моноклиномальном склоне древней (Восточно-Европейской) платформы. С последним связана и минимальная в прогибе мощность земной коры (42-46 км); максимальная же ее величина (до 65 км) выявлена в центральной части Предкарпатского прогиба и совпадает с простиранием погружающегося в этом же направлении Крукеничского блока. Такую большую мощность связывают с наличием двух разделов Мохорониича в карпатском "корне" земной коры, смещенном к северо-востоку от Карпатского горного сооружения и захватывающем часть Волино-Подольской плиты [137].

Повышенная интенсивность прогибания блоков фундамента сопровождается увеличением мощности пород бадена и нижнего сармата. Максимумы общих мощностей и увеличение $K_{пл}$ приурочены к участкам наибольшего прогибания блоков, контролируемым зонами продольных и в меньшей степени поперечных разломов, которые в миоценовое время развивались конседиментационно. Это северо-восточный и юго-западный склоны Крукеничского и Угерско-Косовского блоков вдоль Краковецкого разлома (районы сел Залужаны - Ролев, Новоселки - Грушев - Опары), северо-восточный склон Угерско-Косовского блока, вдоль Кадуцкого (районы сел Кацобо - Гриновка) и Косовского (Ковалевско-Черешанская площадь) разломов, а также юго-западный склон Сторожинцевского блока, поднятого по Косовскому разрыву (Косовское, Черногузское и Славещкое газовые месторождения). Для названных участков Внешней зоны (рис. 9) характерно увеличение мощности всех горизонтов и появление в низах разреза нижнедашавской подсвиги и косовской свиги новых горизонтов, что обусловлено большим приростом осадков за единицу времени и связанным с этим явлением неравномерным прогибанием блоков фундамента Внешней зоны [33, 91, 118, 160, 163, 165, 167, 170].

Сказанное наглядно подтверждается геологическими разрезами через Крукеничский и Угерско-Косовский блоки (см. рис. 6, 8). Так, в скв. Ходновичи-29, пробуренной в наиболее поднятой (северо-западной) части Крукеничского блока, мощность отложений нижнедашавской подсвиги и косовской свиги, заключенных между четкими геолого-геофизическими реперами, равна 2005, в то время как в скв. Залужаны-30,

расположенной на юго-востоке блока, она составляет 3326 м, увеличиваясь в направлении максимально прогнутой части блока (вдоль Краковецкого разлома). Следовательно, коэффициент интенсивности прогибания блока в данном пересечении больше в 1,6. Мощность этих отложений в скв. Рудки-210 равна 677, увеличиваясь до 2400 м и больше к юго-западу - в сторону Краковецкой зоны сбросов. Коэффициент интенсивности прогибания Угерско-Косовского блока в наиболее погруженных местах превышает 3,6. Здесь, как и в районе с. Залужаны (Крукеничский блок), с максимумами общих мощностей баденских и нижнесарматских отложений совпадают максимумы мощностей песчаников [33, 118, 165, 167].

Для более детального изучения строения Внешней зоны Предкарпатского прогиба были построены карты общей мощности нижнедашавской подсвиги и косовской свиги, карта распространения песчаников, отложившихся за отмеченный промежуток времени, карта коэффициента интенсивности прогибания территории и палеогеологические разрезы. Все они в основном составлены для северо-западной и центральной частей региона, где эти отложения развиты повсеместно и хорошо коррелируются. Анализ этих карт и других графических построений полностью подтверждает неравномерное развитие в миоцене и одновременно с осадконакоплением блоков донеогенового основания, а также разграничивающих их разломов.

Кроме продольных разломов на ориентацию максимальных мощностей верхнемиоценовых моласс и развитых в них песчаников влияли и поперечные дислокации, обуславлившие направление ряда прекарпатских рек. Такой же вывод о выражении в период конседиментационного проявления разломов в градиенте мощности или в смене литолого-фациальных комплексов сделан для Западно-Сибирской, Туранской и Сиверской эпипалеозойской плит [30] и других регионов [82, 109, 148].

ГЛАВА II. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Особенности распределения нефтегазовых залежей по площади и в стратиграфическом разрезе

В настоящее время во Внешней зоне Предкарпатского прогиба открыто 30 газовых месторождений, Лопушьянское нефтегазовое (в верхнемеловых песчаниках), Кохановское и Судовошьянское нефтяные (в верхнеюрско-нижнемеловых известняках). Газовые залежи связаны с юрскими, меловыми и миоценовыми отложениями (карпатий, баденей, сармат). На некоторых месторождениях массивные газовые залежи, выявленные в породах при или мела, содержатся в облекающих их песчаниках карпатия и бадена. Всего во Внешней зоне выявлено более 160 газовых залежей. Одна залежь приурочена к отложениям при и бадена (Рудковское месторождение), шесть (Северомедницкая, Малогорожанская, Бильче-Волицкая, Угерская, Кжноутгерская и Летнянская) — к образованиям сенона и карпатия и около 150 — к песчаным горизонтам бадена и сармата. Несколько газовых залежей находится в породах аллохтона (стебникская и бальчская свиты) на контакте с автохтонными отложениями миоцена (Залужанское, Болоховское, Богородчанское месторождения).

Газовые залежи мезозойского комплекса приурочены к эрозионно-тектоническим поднятиям, перекрытым миоценовой покрывкой. С удалением от этой покрывки вниз по разрезу скопления газа в середине мезозойско-палеозойского комплекса пока не установлено. Это объясняется интенсивной дизъюнктивной дислоцированностью пород палеозоя и мезозоя, а также проводящими свойствами пересекающих их трещин и разрывов, что создает неблагоприятные условия для образования и сохранения в описываемом комплексе отложений газонефтяных залежей [11, 172].

В площадном отношении мезозойские газовые залежи расположены в северо-западной части Внешней зоны, и лишь одно месторождение (Лопушьянское) открыто в юго-восточной. На остальной территории прогиба, несмотря на наличие положительных структур как по разбитой донеогеновой поверхности, так и внутри мезозойского комплекса, скопления углеводородов не обнаружено. Причин тому может быть несколько. В центральной части зоны это, возможно, связано с отсутствием надежной миоценовой покрывки, частично или полностью срезанной конседиментационно развивавшимся Стебникским надвигом [33, 91, 118, 161, 162]. Если газ и содержался в породах эрозионно-тектонических выступов, то вследствие длительного развития в миоценовое время Внешнекарпатского покрова и многочисленных разрывных нарушений, а также в связи с небольшими глубинами залегания фундамента и преобладающим в приповерхностных зонах крутым залеганием поверхности надвига он мигрировал в развитии вдоль надвига миоценовые ловушки.

Лопушьянское нефтегазовое месторождение в тектоническом отношении приурочено к поднятому (на фоне общего погружения в юго-западном направлении) блоку фундамента, мезозойские отложения которого контактируют с глинистыми породами миоцена опущенных ступеней. Нефтегазовая залежь в кровельной части, кроме того, "запечатана" соленосными образованиями отложений надвига, который здесь на глубине 4 км и более имеет пологое залегание, что, безусловно, способствует сохранению скопления углеводородов. Собственно с такими блоками мы и связываем перспек-

тивы газоносности юго-восточной части и остальной территории Внешней зоны под надвинутым покровом [33, 91, 161].

Неогеновые отложения в отличие от мезозойских газоносны вдоль всего прогиба, но и в них свыше 90 % начальных разведанных и прогнозных запасов газа [168] размещено на северо-западе, где ширина Внешней зоны, мощность и объем верхнемиоценовых моласс самые большие. Здесь же, по нашим расчетам [33, табл. 47], в неогеновой толще сосредоточено 68 % песчаного материала всей зоны. Приуроченность его в основном к верхней части нижнедашавской подсвиты (горизонты НД-1 — НД-10) обусловила преобладающее развитие в этих горизонтах газовых залежей, как это наблюдается на Ходновичском, Садковичском, Пылянском, Залужанском, Никловичском, Рудковском, Опарском, Угерском, Кавском, Дашавском, Кадобьянском, Калущском, Гриновском и других месторождениях. Участки, примыкающие к Краковецкому, Калущскому, Косовскому и другим разломам, характеризуются повышенной интенсивностью прогибания блоков фундамента и соответственно увеличением общей мощности отложений косовской свиты и нижнедашавской подсвиты с одновременным ростом в них количества песчаного материала. В этих местах газонасыщенной становится и нижняя часть разреза, доказательством чему служат Залужанское, Майничское, Су-соливское, Грушевское, Новоселковское, Калущское, Гриновское, Богородчанское, Яблуньское, Ковалевско-Черешенское и другие месторождения.

Неравномерное распределение песчаников на локальных структурах предопределило и неравномерное распределение запасов газа, которые, например, на перекли-нах и крыльях Ходновичского, Пылянского, Залужанского и других месторождений составляют 60–80 % общих запасов месторождения или отдельных залежей. Немаловажным показателем литологической изменчивости являются и дебиты газа [91, 103, 159, 167, 168, 170]. Литолого-фациальное замещение баденских и нижнесарматских отложений обусловило формирование литологически экранированных и литологически ограниченных залежей газа, распространенных почти на каждом месторождении Внешней зоны Предкарпатского прогиба [173].

Типы структур и формы залежей газовых и нефтяных месторождений

Газовые залежи Внешней зоны Предкарпатского прогиба отличаются морфологическими особенностями, размерами, литологическими и коллекторскими свойствами, продуктивностью отложений. В соответствии с общей классификацией нефтяных и газовых залежей [14] в этом регионе выделяются массивные, массивно-пластовые, пластовые сводовые, пластовые литологически и тектонически экранированные, литологически ограниченные со всех сторон.

Массивные залежи приурочены к эрозионным выступам, сложенным юрскими каверновыми и трещиноватыми известняками на Рудковском месторождении, сеноманскими песчаниками, а также облекающими их со всех сторон песчаниками карпатия на Северомедницком, Бильче-Волицком, Северобильче-Волицком, Угерском, Кжноутгерском, Малогорожанском и Летнянском месторождениях. Эти залежи имеют подошвенную воду, а природные резервуары в них образовались вследствие трансгрессивного перекрытия эрозионных выступов слабопроницаемыми породами (мергелями, глинами, ангидритами, глинами) нижнего бадена, тирасской и косовской свит верхнего бадена. Во время формирования залежи экранировались в основном формой перекрывающих их поверхностей. Режим залежей — водонапорный, обусловленный энергией сжатого газа, который скопился в сводовых частях куполообразных поднятий. Такие ловушки, связанные с различными формами палеорельефа — погребенными холмами, останцами и другими структурами, — называют еще палеогеоморфологическими [117].

В неогеновом комплексе отложений наиболее распространены массивно-пластовые резервуары, образованные переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Замещение песчаников алевролитами и глинами ведет к смене коллекторских свойств по-

род, литологическому экранированию и образованию литологически ограниченных (со всех сторон) залежей газа. Такие залежи распространены на Ковалевском, Гриновском, Калужском, Кадобнянском, Болоховском и других месторождениях. Большинство известных залежей газовых месторождений Внешней зоны, в соответствии с классификацией К.К. Гостинцева и В.А. Гроссгейма [37], - структурно-литологические, ибо в основном связаны с поднятиями брахиантиклинального типа. Таким образом, характерная (основная) черта большинства залежей углеводородов - наличие положительных структур, а литологическое экранирование и ограничение имеют подчиненное значение. Даже на Пинянском и Залужанском месторождениях, где преобладают литологически экранированные залежи, в неогеновых отложениях, испытывающих общее мезоклинное воздымание в западном направлении, существуют перегибы пластов типа структурного носа. К этому же типу можно отнести залежи Ходновичского и Садковичского месторождений, где, однако, особенно на Ходновичском поднятии, они более выражены и в основном являются пластовыми сводовыми, литологически экранированными.

К пластовым сводовым литологически экранированным относятся газовые залежи в баденских и сарматских отложениях Свидницкого, Рудковского, Кавского, Опарского, Юноутерского, Угерского, Косовского, Яблунковского, некоторые залежи Гриновского, Кадобнянского и Дашавского месторождений. Залежи Свидницкого, Рудковского, Косовского, некоторые залежи Угерского (НД-8 - НД-12), Дашавского, Юноутерского (НД-9, НД-10), Яблунковского, Богородчанского, Ковалевского, Славецкого, Черногузского и других месторождений, кроме того, тектонически экранированы. Тектонически и литологически экранированы также пластовые залежи Никловичского, Макуневского, Новоселковского и Сусливского месторождений.

Переходными от пластовых к пластовым сводовым тектонически экранированным являются залежи, экранированные поверхностью Стебникского надвига на Ходновичском, Садковичском, Пинянском, Залужанском, Опарском, Летнянском, Угерском, Болоховском, Богородчанском и Ковалевском месторождениях. Газовая залежь в сенонских песчаниках, вскрытая скв. Сев. Медычи-11 (Гирская), стратиграфически и литологически экранирована слабопроницаемыми соответственно нижнебаденскими отложениями и сенонскими мергелями. К тектонически и литологически экранированным относятся еще две залежи, выявленные в отложениях надвинутого покрова на контакте с автохтонными породами миоцена на Пинянском и Богородчанском месторождениях. Вместе с тем следует отметить, что типичных пластовых и пластовых сводовых газовых залежей во Внешней зоне нет. Изучение внутренней структуры баденско-сарматских отложений показало, что условия залегания газовых скоплений в песчано-глинистых горизонтах зависят от степени песчаности этих горизонтов. При $K_{пч}$ больше 0,45-0,50 образуются массивно-пластовые залежи. Если же $K_{пч}$ меньше 0,45, песчаные породы залегают среди глин в виде линз и линзовидных прослоев, и газодинамическая сообщаемость между ними ухудшается. При дальнейшем уменьшении $K_{пч}$ доля сообщающихся пропластков и мощность их уменьшаются, и газовые залежи представляют собой совокупность мелких резервуаров. Каждый такой резервуар приурочен к отдельному пропластку или к нескольким смежным пропласткам, имеет индивидуальные размеры, отличается давлением, газонасыщенностью и положением газодинамических контактов (ГБК). Из-за небольшой мощности пропластков (преобладают прослойки в 5-20 см) и их значительного количества в горизонтах (до 300) изучить каждый в отдельности практически невозможно. Поэтому скопление газа в горизонте рассматривается как единое целое. Такие скопления одним из авторов работы выделены в отдельный тип залежей - прослойный [71, 103]. Их еще именуют послойными, или послойно-пластовыми [105].

Прослойные залежи в баден-сарматских отложениях развиты почти на всех газовых месторождениях Внешней зоны. Площадь развития песчаных линз обычно пропорциональна их мощности, которая возрастает одновременно с увеличением $K_{пч}$. В на-

соко песчаных разрезах с $K_{пч}$ больше 0,45 ГБК близки к горизонтальным. С уменьшением песчаности вертикальная сообщаемость между пропластками ухудшается и ГБК приобретают наклонное (Ходновичское, Садковичское, Пинянское месторождения) или вертикальное (Свидницкое, Залужанское) положение. Вертикальные границы ГБК в залежах пространственно часто совпадают с положением разломов фундамента, которые проникают в разные части разреза миоценовых отложений. Эти разломы и ограниченные ими блоки, развиваясь одновременно с накоплением пород, безусловно, влияли на распространение в миоценовой толще песчаных фаций. Так, на Свидницком месторождении газовые залежи приурочены к наиболее поднятому Кохановскому блоку, где $K_{пч}$ горизонтов верхнедашавской подсистемы выше по сравнению с опущенными северо-восточным (Ногачевским) и юго-западным (Южнокохановским) блоками. Границы газовых залежей, имеющих почти вертикальные ГБК, в основном совпадают с простиранием разломов, которые расчленяют эти блоки. Вертикальное (или близкое к нему) положение ГБК имеют залежи горизонтов НД-9 - НД-15 Залужанского месторождения. Распространение в этих горизонтах песчаников также контролируется направлением разломов, развитых в отложениях фундамента и проявившихся в породах миоцена. Это подтверждается также данными по Угерскому и Дашавскому месторождениям. В них многими исследователями выделялись зоны глинизации, т.е. пространственное замещение песчаников и алевролитов глинами. Считалось, что эти зоны экранируют газовые залежи. Более детальные исследования показали, что на этих месторождениях, как и на многих других, миоценовые породы секутся сбросовыми нарушениями, в поднятых крыльях которых и приурочены газовые залежи.

Аналогичное явление отмечается и в зоне Краковецкого разлома шириной до 5 км и более, сложенного несколькими сбросами. Газовые залежи здесь приурочены к узким ступеням, с которыми в отложениях бадена и нижнего сармата связано и распространение песчаных фаций. Однако распределение песчаников различное, и поэтому не во всех ступенях содержатся скопления газа, как это, например, установлено на Грушевском, Сусливском, Никловичском и Макуневском месторождениях. Нами по аналогии с работой [63] такие залежи выделены как инъекционные.

Литологические особенности горизонтов влияли не только на условия формирования углеводородных скоплений, но и на их разработку. По этому признаку продуктивные горизонты Внешней зоны с содержащимися в них скоплениями газа сгруппированы в пять типов залежей: Угерский, Рудковский, Дашавский, Свидницкий, Грушевский. Они отличаются режимом эксплуатации и конечной газоотдачей пород-коллекторов.

Угерский тип. Массивные залежи донеогеновых эрозивно-тектонических выступов, где коллекторами служат высокопроницаемые песчаники верхнего мела и карпатя.

Рудковский тип. Массивные залежи аналогичных выступов, с той лишь разницей, что коллекторами газа или нефти (площади Кохановская, Судовишлянская) являются трещиноватые и кавернозные известняки юры.

Дашавский тип. Пластовые и массивно-пластовые залежи сарматских и баденских отложений, где коллекторами газа являются песчаники и алевролиты, переслаивающиеся с глинами, при явном преобладании в разрезе газоносных горизонтов проницаемых прослоев.

Свидницкий тип. Прослойные залежи сарматских и баденских горизонтов, сложенных тонким чередованием глин, алевролитов и песчаников с преобладанием непроницаемых прослоев.

Грушевский тип (инъекционные залежи). Небольшие скопления газа, связанные с зонами крупных разломов, которые сложены несколькими сбросовыми ступенями.

Угерский тип залежей

С этим типом залежей связана почти третья часть начальных разведанных запасов газа Внешней зоны. К нему относятся верхнемеловые залежи Угерского, Бильче-Волиц-

кого, Южноугерского, Малогорожанского, Северомеднического, Летнянского и газо-нефтяная залежь Лопушнянского месторождений. В местах перекрытия сенонских песчаников песчаниками карпатия залежи Угерского газоносного района образуют единую газогидродинамическую систему, известную в промышленной практике как XVI горизонт [65, 77]. Мощность горизонта на Угерском месторождении равна 600, а на Бильче-Волицком 350 м. К северо-западу и юго-востоку его мощность уменьшается с одновременным увеличением прослоев мергелей. Песчаники XVI горизонта обладают хорошими коллекторскими свойствами. Пористость газоносной части в большинстве случаев превышает 20 %, проницаемость изменяется от долей до 1-2 мкм².

Одной из особенностей строения донезогеновых отложений является блоковое строение. Газовые скопления, приуроченные к эрозионно-тектоническим выступам, по типу природных резервуаров относятся к массивным. Согласно классификации [14], они объединяются в подгруппу залежей, образованных в структурных выступах и осложненных разрывными нарушениями. Залежи экранированы со всех сторон миоценовыми глинистыми породами. Снизу они подстилается пластовыми водами тех же отложений сенона и карпатия, т.е. приурочены к единому водоносному бассейну.

Тектонические нарушения, которые секут газовые залежи, не нарушили их герметичности и в то же время существенно не влияли на условия разработки залежей.

Угерская залежь приурочена к горстобразному эрозионно-тектоническому поднятию, вытянутому с северо-запада на юго-восток и осложненному продольными и поперечными нарушениями (рис. 10, 11). Сводовая часть поднятия, расположенная в районе скважин 135, 99, находится на глубине порядка 890 м. Начальная высота залежи составляла 187 м, ГВК находился на отметке минус 798 м. Начальное пластовое давление 10,1 МПа. Пористость песчаников изменяется от 5 до 31 % (преобладает 20-30 %). Проницаемость коллекторов $0,1 \cdot 10^{-3}$ - 1,5 мкм². Карбонатность песчаников составляет 10-30, увеличиваясь до 40-46 % в низах залежи и на северо-западе месторождения. Начальная газонасыщенность коллекторов, по данным лабораторных определений и промышленно-геофизических исследований, составляла 73-87 %. Коллекторские свойства продуктивного горизонта сравнительно лучше в юго-восточной ча-

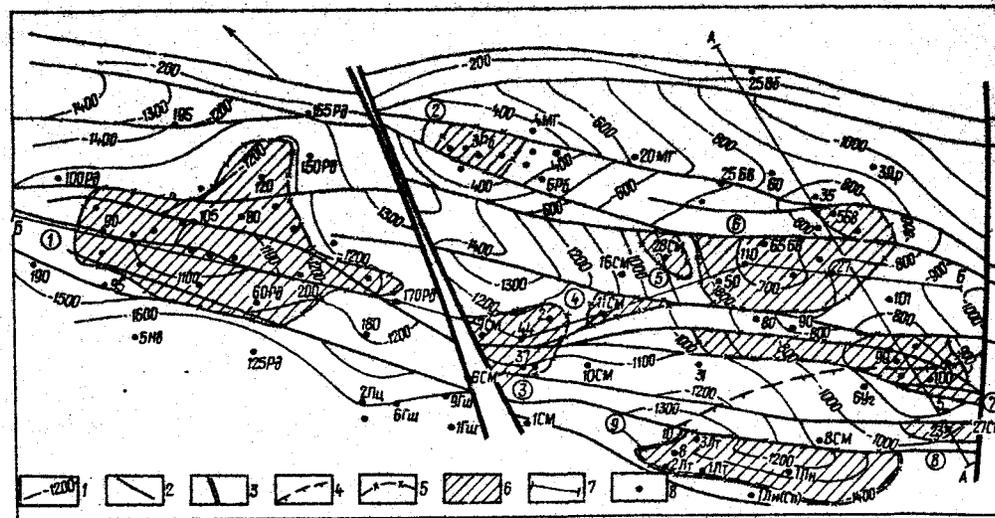


Рис. 10. Структурная карта района Рудки - Угерско: 1 - изогонсы донезогеновой поверхности; тектонические нарушения: 2 - продольные, 3 - поперечные; 4 - поверхностная линия Стебникского надыга; 5 - первоначальное положение ГВК; 6 - газовые залежи; 7 - линии геологических разрезов; 8 - скважины; месторождения (цифры в кружках): 1 - Рудковское, 2 - Малогорожанское, 3 - Северомедническое, 4 - Гирское, 5 - Северобильче-Волицкое, 6 - Бильче-Волицкое, 7 - Угерское, 8 - Южноугерское, 9 - Летнянское

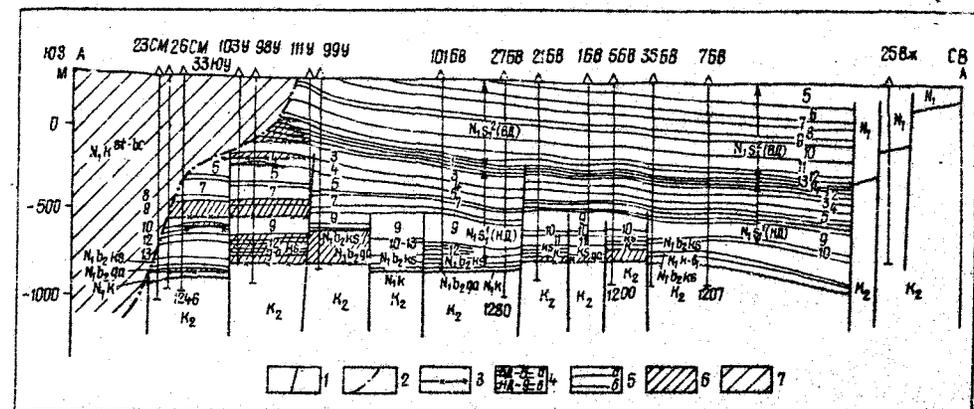


Рис. 11. Поперечный геологический разрез через Южноугерское, Угерское и Бильче-Волицкое месторождения: 1 - тектонические нарушения; 2 - линия Стебникского надыга; 3 - ГВК; 4 - песчано-глинистые горизонты верхнедашавской (а) и нижнедашавской (б) подсыт; 5 - геологические границы: а - согласные, б - несогласные; 6 - газовые залежи; 7 - надвинутые породы Внутренней зоны. О т л о ж е н и я: K_2 - верхнего мела; M_1k-b_1 - карпатия - нижнего бадена; M_1b_2g-a - гипсометрического горизонта и M_1b_2ks - косовской свиты верхнего бадена; подсыт нижнего сармата: M_1s_1' - нижнедашавской, M_1s_1'' - верхнедашавской; $M_1k-st-bc$ - стебникской и бальчической свит карпатия (Внутренняя зона)

сти залежи. По направлению к северо-западу в разрезе появляются пропластки мергелей и поэтому ухудшаются коллекторские свойства и существенно снижается продуктивность скважин.

Южноугерская залежь расположена к югу от Угерской и отделена от нее грабеном с амплитудой 50-100 м. Ширина грабена увеличивается с юго-востока на северо-запад от 750 м до 2 км (см. рис. 10, 11). Залежь, приуроченная к наиболее приподнятому блоку, залегает гипсометрически ниже Угерской. Перед вводом залежи в разработку ГВК, погружавшийся в сторону разрабатываемой Угерской залежи, находился на отметках минус 882,5-893,6 м. Залежь имела высоту около 45 м. Начальное пластовое давление равнялось 8,6 МПа, что при глубине ее залегания 1146-1184 м значительно ниже гидростатического. Эффективная мощность песчаников, являющихся коллекторами, составляет 85-95 % общей мощности газоносного горизонта. Пористость песчаников в среднем 25 %, проницаемость изменяется от долей до 1 мкм².

Бильче-Волицкая залежь находится севернее Угерской и отделена от нее узким грабенообразным прогибом (см. рис. 10, 11). По сравнению с Угерской Бильче-Волицкая структура более пологая. Она разбита продольными и диагональными нарушениями на блоки, центральный из которых имеет вид горста. Куполовидный свод структуры расположен в районе скв. 7. На северо-западном окончании центрального блока имеется небольшой эрозионный выступ (район скв. Сев. Медничи-28), содержащий обособленное скопление газа, которое именуется Северобильче-Волицким.

В северо-восточной части структуры выделяется Держевский блок, наиболее приподнятый в районе скв. Держев-1. В плане он имеет вид неправильного четырехугольника, и его залежь примыкает к центральному блоку. Поэтому оба блока содержат единую газовую залежь высотой 138 м и начальным пластовым давлением 10, 13 МПа. Считалось, что до ввода в разработку Угерская и Бильче-Волицкая залежи разделялись перемычкой шириной около 200 м. Однако слабая изученность блока-перемычки дает основание предположить, что обе эти структуры содержат единую залежь. Это подтверждается одинаковыми пластовыми давлениями и положением ГВК, установленным на отметках 794-801 м (рис. 12).

Коллекторские свойства Угерской и Бильче-Волицкой залежей также идентичны. Эффективная толщина последней составляет 77 общей газонасыщенной мощности, а на

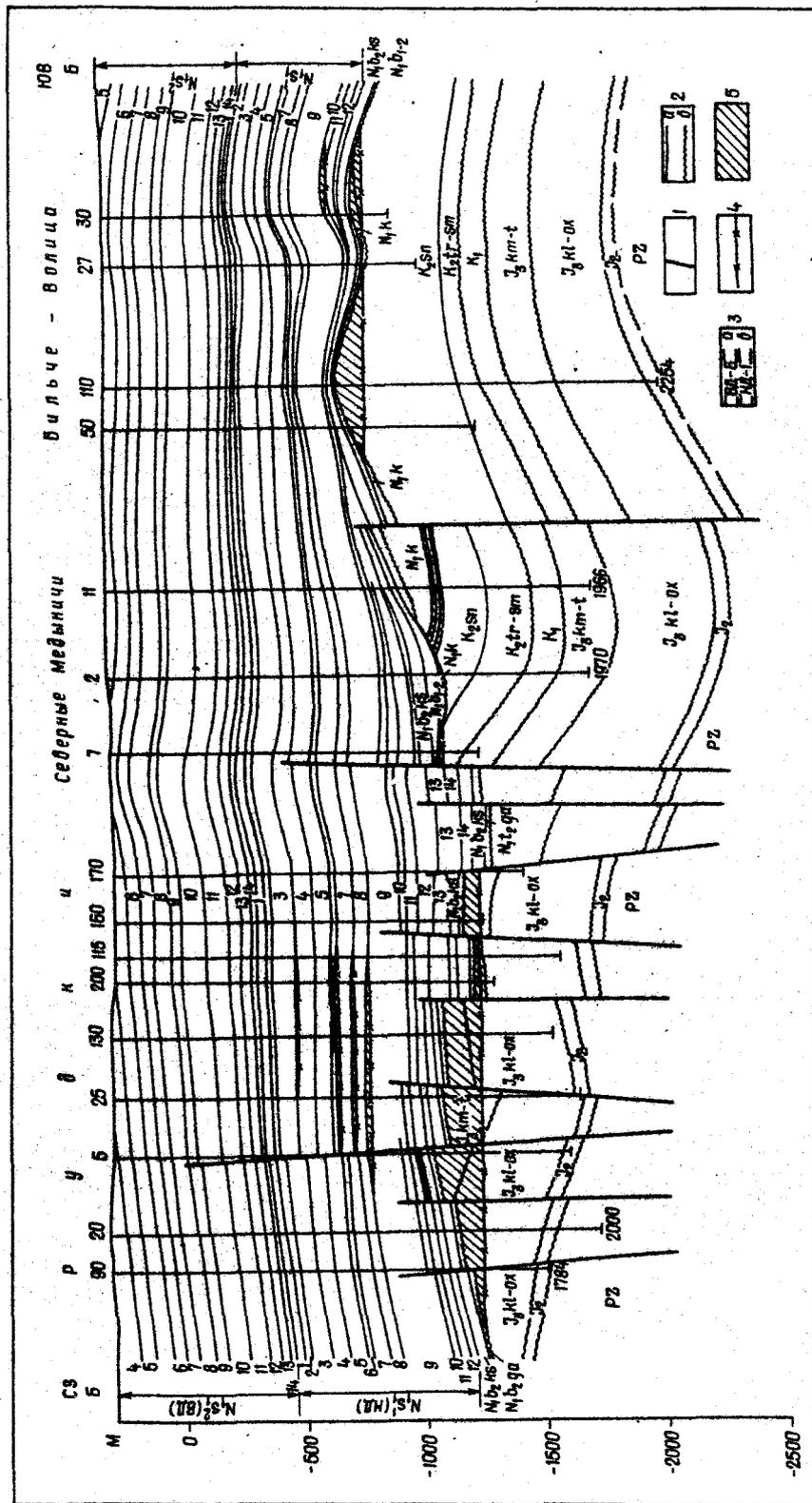


Рис. 12. Продольный геологический разрез через Рудковское, Северомедвинское и Бильче-Волицкое месторождения: 1 - тектонические нарушения; 2 - геологические границы; а - согласные, б - несогласные; 3 - песчано-глинистые горизонты верхнедашавской (а) и нижнедашавской (б) подсвит; 4 - ГК; 5 - газонасыщенные слои; 6 - газонасыщенные слои; 7 - орудней шри; 8 - орудней шри; 9 - орудней шри; 10 - орудней шри; 11 - орудней шри; 12 - орудней шри; 13 - орудней шри; 14 - орудней шри; 15 - орудней шри; 16 - орудней шри; 17 - орудней шри; 18 - орудней шри; 19 - орудней шри; 20 - орудней шри; 21 - орудней шри; 22 - орудней шри; 23 - орудней шри; 24 - орудней шри; 25 - орудней шри; 26 - орудней шри; 27 - орудней шри; 28 - орудней шри; 29 - орудней шри; 30 - орудней шри; 31 - орудней шри; 32 - орудней шри; 33 - орудней шри; 34 - орудней шри; 35 - орудней шри; 36 - орудней шри; 37 - орудней шри; 38 - орудней шри; 39 - орудней шри; 40 - орудней шри; 41 - орудней шри; 42 - орудней шри; 43 - орудней шри; 44 - орудней шри; 45 - орудней шри; 46 - орудней шри; 47 - орудней шри; 48 - орудней шри; 49 - орудней шри; 50 - орудней шри; 51 - орудней шри; 52 - орудней шри; 53 - орудней шри; 54 - орудней шри; 55 - орудней шри; 56 - орудней шри; 57 - орудней шри; 58 - орудней шри; 59 - орудней шри; 60 - орудней шри; 61 - орудней шри; 62 - орудней шри; 63 - орудней шри; 64 - орудней шри; 65 - орудней шри; 66 - орудней шри; 67 - орудней шри; 68 - орудней шри; 69 - орудней шри; 70 - орудней шри; 71 - орудней шри; 72 - орудней шри; 73 - орудней шри; 74 - орудней шри; 75 - орудней шри; 76 - орудней шри; 77 - орудней шри; 78 - орудней шри; 79 - орудней шри; 80 - орудней шри; 81 - орудней шри; 82 - орудней шри; 83 - орудней шри; 84 - орудней шри; 85 - орудней шри; 86 - орудней шри; 87 - орудней шри; 88 - орудней шри; 89 - орудней шри; 90 - орудней шри; 91 - орудней шри; 92 - орудней шри; 93 - орудней шри; 94 - орудней шри; 95 - орудней шри; 96 - орудней шри; 97 - орудней шри; 98 - орудней шри; 99 - орудней шри; 100 - орудней шри.

Угерской залежи она еще выше - 91%. По данным лабораторных определений керна, средние значения пористости залежи равны 25 и 21,6%. Как и для Угерской, коллекторские свойства и продуктивность скважин Бильче-Волицкой залежи ухудшаются к северо-западу.

Северомедвинское месторождение, расположенное северо-западнее Бильче-Волицкого, сложено сенонской и гельвет-сенонской обособленными залежами (см. рис. 12). Их обособленность обусловлена воздыманием к северо-западу верхнемеловых отложений и погружением в этом направлении эрозивной поверхности; последняя срезает нижнюю часть сенонских песчаников, которые перекрыты здесь мергелями и плотными туронскими известняками. Вследствие этого в районе скважин SM-2, 3, 7 эрозивный выступ осложнен грабеном небольшой ширины. В песчаниках карпатия и сенона этого выступа на глубинах 1330-1370 м выявлена залежь газа с начальным положением ГВК на отметке минус 1100 м. ГВК прослеживается только в юго-восточной части залежи, а на северо-западе залежь ограничена в нижней части воздымающимися в этом же направлении плотными туронскими известняками. В скв. SM-7, вскрытой под неогеновыми отложениями туронские известняки, при опробовании получили слабый приток воды с признаками газа, несмотря на то что интервал опробования находится выше отметки ГВК. Высота залежи 36 м, начальное пластовое давление 13,43 МПа.

Сенонская залежь вскрыта скв. SM-11, которая находится юго-восточнее охарактеризованной выше. Разрез верхней части отложений сенона и карпатия обводнен. Залежь газа вскрыта в нижней части отложений сенона. На юго-востоке в кровельной части она экранирована сенонскими мергелями и породами бадена, которые на северо-западе перекрывают меловые образования. Начальное положение ГВК такое же, как и в залежи, находящейся в породах сенона и карпатия. Не исключено, что в начальный период обе залежи сообщались между собой, но разрабатывались как самостоятельные с разными текущими давлениями. Пластовое давление равно 13,04 МПа. Продуктивные горизонты залежей обладают хорошими коллекторскими свойствами. Среднее значение открытой пористости 20%, проницаемость 0,124-0,650 мкм².

Малогорожанская залежь приурочена к поднятому тектоническому блоку на границе с юго-западной окраиной Вольно-Подольской плиты, северо-западнее Бильче-Волицкого месторождения. Скопление газа, выявленное на глубинах 460-530 м, связано с песчаниками сенона и карпатия. С севера залежь контактирует с породами гипсоангидритового горизонта смежного опущенного блока, где горизонт сложен гипсами, местами замещенными песчаными кавернозными известняками. Поэтому скопление газа гипсоангидритового горизонта вместе со скоплением в отложениях карпатия и сенона приподнятого блока образует единую залежь (рис. 13), которая снизу подпирается пластовой водой.

Первоначально ГВК находился на отметке минус 275 м. Высота залежи 100 м. С северо-запада залежь тектонически экранирована. На остальной территории ее положение определяется пересечением эрозивной поверхности отложений карпатия в приподнятом блоке или пересечением кровли гипсоангидритового горизонта с поверхностью ГВК в опущенном. Однако здесь граница нечеткая из-за спорадического распространения в этом горизонте пород-коллекторов.

Эффективная мощность продуктивных отложений составляет около 52% общей. Средняя пористость песчаников 27%, проницаемость 0,102 мкм², газонасыщенность 74%. Такая же газонасыщенность песчаных известняков гипсоангидритового горизонта при пористости 20% и проницаемости 0,239 мкм². Начальное пластовое давление 5,27 МПа.

Наиболее сухой газ выявлен в Угерской залежи, содержащей в среднем (в %) метана 99,36, этана 0,20, тяжелых углеводородов 0,20 и CO₂ 0,20. В ней отмечены и жидкие углеводороды - до 0,2 г/см³. Наиболее тяжелый газ определен в залежах Северомедвинского и Летнянского месторождений с содержанием (в %) метана 94-

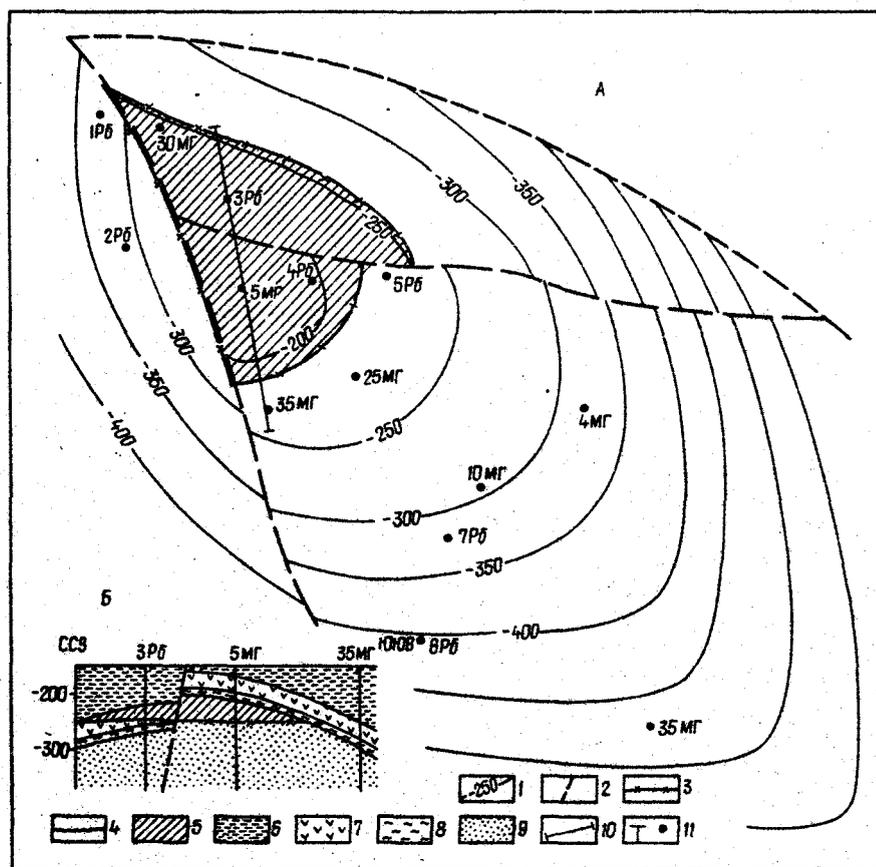


Рис. 13. Малогороданское газовое месторождение - структурная карта (А) и геологический разрез (Б):
 1 - изогипсы донеогеновой поверхности; 2 - тектонические нарушения; 3 - ГПК; 4 - линии стратиграфического несогласия; 5 - газовая залежь; 6 - нижнего сармата; 7 - косовская свита и гипсоангидритовый горизонт верхнего бадена; 8 - барановские слои нижнего бадена; 9 - песчаники карпатия и верхнего мела; 10 - линия геологического разреза; 11 - скважины площадей: Р6 - Рубановка, МГ - Малая Горшанья

96, этана 0,72, пропана 0,58, тяжелых углеводородов 0,85, CO_2 0,1 и азота 2,8.

Летнянская залежь недавно выявлена в песчаниках карпатия и сенона между Опарским и Кавским месторождениями. Залежь высотой около 150 м приурочена к поднятному узкому продольному блоку, осложненному в сводовой части нарушением такого же простирания с амплитудой до 100 м. ГПК определен на отметке минус 1400-1430 м. Залежь залегает на глубинах 1500-1700 м (рис. 14).

Дебиты газа по структуре резко изменятся, что связано с литологической неоднородностью продуктивных отложений. В газе содержится конденсат. Изменчивы по площади и пластовые давления: в скв. Летня-3 на глубине 1494 м оно равно 7,5 МПа, в скв. 8 на глубине 1529 - 9,3 МПа, в скв. 2 на глубине 1665 - 10,5 МПа, в скв. 1 на глубине 1705 - 12,3 МПа, в скв. 10 на глубине 1652 - 15,1 МПа и в скв. Лановка-1 на глубине 1598 м - 13,7 МПа. Эти сведения о пластовых давлениях (которые, к тому же, ниже гидростатических) указывают на взаимосвязь Летнянской залежи с Угерской, Кжноугерской и Северомеднической газовыми залежами, в которых пластовые давления до их ввода в эксплуатацию соответствовали гидростатическим. Летнянская залежь находится гипсометрически ниже, и газ из нее, по всей видимости, поступал в вышележащие отложения по тектоническим нарушениям и зонам дробления в

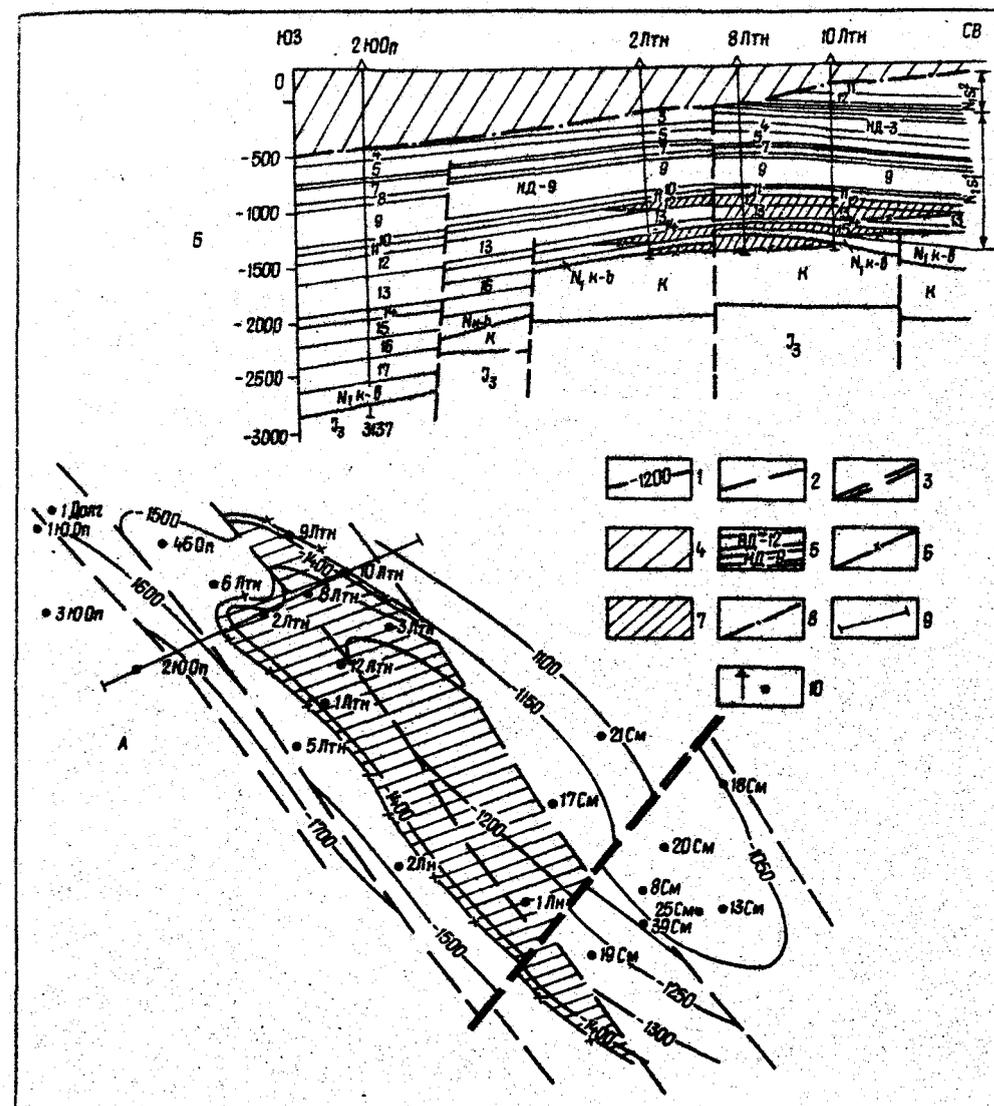


Рис. 14. Летнянское газовое месторождение - структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б):
 1 - изогипсы донеогеновой поверхности; 2 - тектонические нарушения; 3 - продольные, 3 - поперечные; 4 - наивысшие породы Внутренней зоны; 5 - песчано-глинистые горизонты верхнедашавской и нижнедашавской подсвит; 6 - ГПК и контур газоносности; 7 - газовые залежи; 8 - линия Стебницкого надвига; 9 - линия геологического разреза; 10 - скважины площадей: Лтн - Летнянской; Оп - Опарской; См - Северомеднической, Лн - Лановская. Отложения: J_3 - верхней яры; К - мела; N_1k-b - карпатия - бадена; подсвит нижнего сармата; N_1s_1 - нижнедашавской, N_1s_2 - верхнедашавской

мезозойских образованиях. Значительные отличия между давлениями, замеренными в разных скважинах, могут быть также следствием литологической неоднородности и тектонической разобщенности описываемой залежи. Эффективная мощность газоносных песчаников 10-30 %.

Лопушнянская газонефтяная залежь вскрыта скв. Лопушня-3 в терригенных отложениях верхнего мела на крайнем юго-востоке Внешней зоны Предкарпатского прогиба. При испытаниях сеноманских песчаников из интервала 4199-4196 м получен газонефтяной фонтан с пластовым давлением на глубине 4180 м в 67,4 МПа.

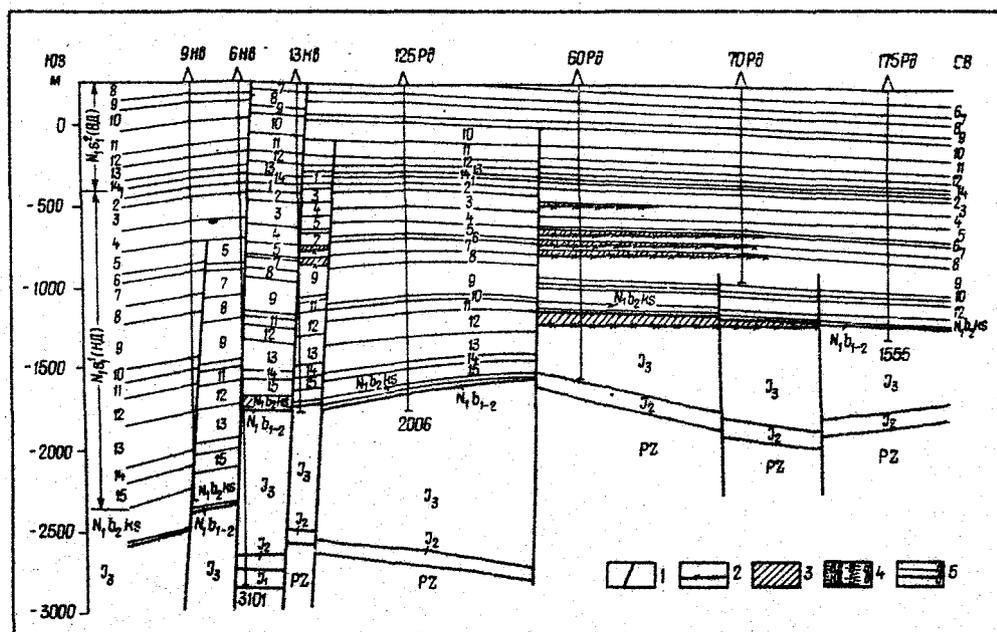


Рис. 15. Поперечный геологический разрез через площадь Новоселки - Рудки: 1 - тектонические нарушения; 2 - ГVK; 3 - газовые залежи; 4 - песчано-глинистые горизонты подсвита: а - верхнедашавакской, б - нижнедашавакской; 5 - геологические границы: а - согласные, б - несогласные.
Отложения: PZ - палеозой; врс: J₂ - средней, J₃ - верхней; N₄b₁₋₂ - нижнего - верхнего бадена; N₄b₁₋₂ - косовской свиты верхнего бадена; подсвита нижнего сармата: N₄s₁ - нижнедашавакской и N₄s₂ - верхнедашавакской

По данным сейсмических исследований, залежь, высота которой порядка 500 м, приурочена к поднятому блоку донезогенового основания, мезозойские породы которого экранированы с боков глинистыми образованиями неогена опущенных блоков и надвинутыми глинистыми и соленосными породами в кровельной части (см. рис. 5, 7).

Рудковский тип залежей

Рудковская газовая залежь - единственная из этого типа, которая находится в разработке. Продуктивными являются трещиноватые и кавернозные известняки верхней вры и перекрывающие их песчаники карпатия. Для Рудковской структуры характерно несовпадение структурных планов по врским отложениям, образующим синклиналь с выходом в ее осевой части наиболее молодых пород вры, и эрозивной поверхности, образующей антиклинальный выступ, который облекается отложениями бадена и нижнего сармата, протягиваясь с северо-запада на юго-восток. С юго-запада структура ограничена Судововишнянским, а с северо-востока - Городокским региональными сбросами. По данным бурения и сейсмических исследований, структура разбита на блоки рядом тектонических нарушений сбросового типа с амплитудами от нескольких до 100 м и более (рис. 10, 12, 15).

Покрышкой массивной газовой залежи в трещиноватых известняках вры и песчаниках карпатия с общим ГVK являются баденские отложения, облекающие эрозивную поверхность, которая и определяет форму залежи. Тектонические нарушения, секущие залежь и проникающие в разные части миоценовой толщи, не являются экранами и не разобщают этой залежи.

Газонасыщенность и продуктивность верхнервских известняков очень изменчивы. Скважины, расположенные вблизи нарушений, отличаются высокой продуктивностью. Их начальные абсолютно свободные дебиты во много раз превышали дебиты скважин Рудки-50, 135, 145, 215, пробуренных на периклиналях и других менее нарушенных

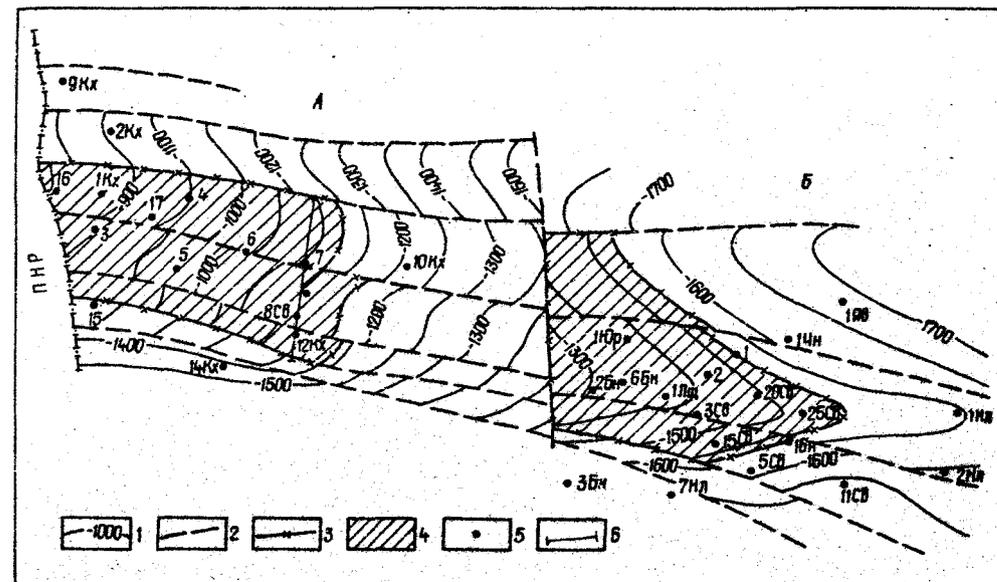


Рис. 16. Структурная карта Кокхановского (А) и Судововишнянского (Б) нефтяных месторождений: 1 - изогонислы донезогеновой поверхности; 2 - тектонические нарушения; 3 - внешний контур нефтяной залежи; 4 - нефтяная залежь; 5 - скважины площадей: Кх - Кокхановка, Св - Свищица, Бн - Бонов, СВ - Судовая Вишня, Лд - Лещечная, Бт - Бортятин, Нл - Никловичи, Чн - Чернокопыцевская, Яв - Яворов; 6 - линия геологического разреза

участках залежи. В ряде случаев притоков газа в контуре газоносности не было получено вообще. Начальное положение ГVK для всей залежи принято несколько условно - на отметке минус 1198 м. В одних случаях притоки сухого газа были получены на глубинах с отметкой 1209 м (скв. 41), в других (скважины 85, 75, 105, 120) выше принятого положения ГVK были получены притоки газа с водой. Эти данные, а также результаты разработки залежи противоречат мнению о наличии в залежи сплошной горизонтальной поверхности подошвенной воды. Таким образом, ГVK в разных частях залежи находился на отметках от 1172 до 1209 м (возможно, и ниже). Более высокие отметки ГVK определены в центральной и юго-восточной частях. Отдельные участки залежи сообщаются между собой как по трещинам, так и по песчаникам карпатия, местами облекающим трещиноватые известняки. Сообщение происходит также по трещинам через водоносную часть ниже положения ГVK. Среднее пластовое давление залежи равно 14,6 МПа. Залежь высотой до 190 м залегает на глубинах 1280-1480 м. Пористость врских известняков по 47 определениям составляет в среднем 4,8 %, проницаемость $0,5 \cdot 10^{-3} - 0,137 \text{ мкм}^2$. Пористость песчаников карпатия изменяется от 7,4 (скв. 80) до 15,7 % (скв. 60). Водонасыщенность врских известняков, по данным промыслово-геофизических определений, равна 30 %, что и было принято при подсчете запасов газа объемным методом. Газ содержит (в %) метана 95,16-97,72; гомологов метана 0,26-2,23; CO₂ 1,95; азота 1,32-2,92; редкие газы не превышают сотых долей процента. Содержание в газе конденсата составляет $17 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Кокхановская нефтяная залежь в верхнервских - нижнемеловых известняках была выявлена в 1958 г. В скв. 1 при испытании интервала 1154-1117 м фонтан нефти сменился самоизливом. При самоизливе дебит нефти составил $20 \text{ м}^3/\text{сут}$. Начальное пластовое давление соответствовало гидростатическому и равнялось 11,1 МПа, а плотность нефти в поверхностных условиях $0,9919 \text{ г/см}^3$. Усадка нефти при дегазации равнялась 0,9.

Идентичная нефть была получена при испытании интервала 1327-1313 м в скв. Свищица-8, пробуренной в юго-восточной части структуры. Дебит нефти при самоиз-

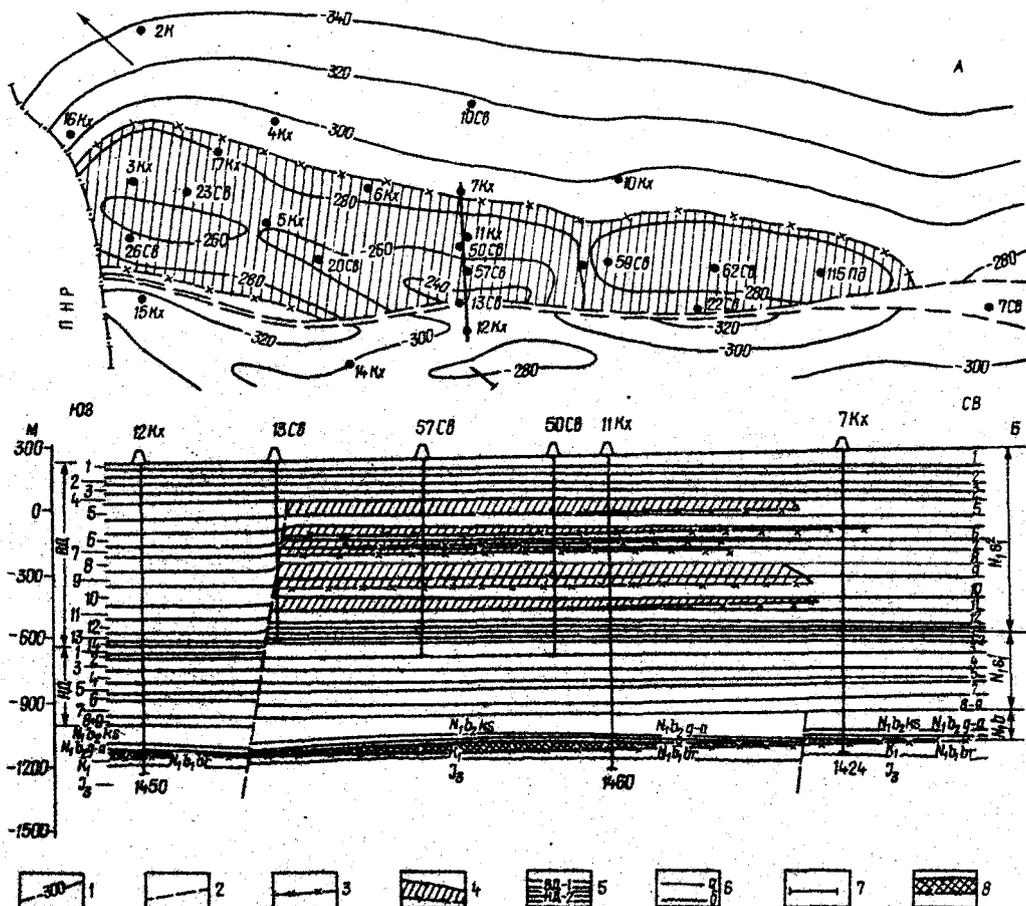


Рис. 17. Структурная карта Свидничука месторождения (А) и поперечный геологический разрез (Б) через Кохановско-Свидничуко нефтегазовое месторождение: 1 - изогипсы кровли горизонта ВД-9; 2 - тектонические нарушения; 3 - газозональные и водонефтяные контакты; 4 - газовые залежи; 5 - песчано-глинистые горизонты подсвет: ВД - верхнедашавской, НД - нижнедашавской; 6 - геологические границы: а - боржасные, б - неогласные; 7 - линия геологического разреза; 8 - нефтяная залежь

ливе составлял 2 т/сут, плотность нефти 1,0094 г/см³. Начальное пластовое давление 13,1 МПа.

В остальных девяти кохановских скважинах, пробуренных в контуре нефтеносности, получены небольшие притоки нефти, нефти с водой или воды. Поэтому, а также из-за отсутствия эффективной технологии добычи высоковязких нефтей Кохановская площадь была выведена из разведки, а подсчитанные в ее пределах геологические запасы нефти отнесены к забалансовым.

Детальный анализ геологического строения и результатов испытания скважин, а также данные, полученные в процессе переинтерпретации геолого-геофизических материалов сотрудниками Прикарпатской ЭГИС, позволили переоценить запасы нефти Кохановского месторождения, которые значительно превышают подсчитанные ранее. Достоверно установлен массивный характер залежи, приуроченной к кровельной части трещиноватых верхнеюрских и нижнемеловых известняков, перекрытых практически непроницаемыми глинистыми отложениями и породами гипсоангидритового горизонта бадена и нижнего сармата (рис. 16, 17).

В тектоническом отношении Кохановская структура по размытой донеогеновой поверхности представляет собой юго-восточную периклиналь валообразной брахантикли-

нали, свод которой расположен на территории ПНР (Любачувская структура). Складка разбита рядом продольных сбросов, прослеживавшихся и в миоценовой толще, где они проникают в разные части разреза. Наиболее приподнятая часть Кохановской структуры представлена Кохановским, Кжнокохановским и Луковецким блоками, к которым и приурочена нефтяная залежь. Амплитуды нарушений изменяются от первых десятков до нескольких сотен метров и увеличиваются с глубиной [159].

Высота залежи около 280 м. На северо-западе она простирается до государственной границы с ПНР, на юго-западе и северо-востоке ограничена глинистыми отложениями нижнего сармата опущенных блоков, а с юго-востока граница проводится по водонефтяному контакту (ВНК). Он погружается с северо-запада на юго-восток, где определен на отметках 927 и 1117 м (скважины 16, 12). В остальных скважинах ГВК занимает промежуточное положение. Общая нефтенасыщенная мощность известняков 21-131, эффективная мощность 8-49 м (средняя 27 м), коэффициент пористости 8,1-11,5 (средний 9,4 %) и коэффициент нефтегазонасыщенности 62-81 (средний 74 %).

Нефть Кохановской залежи густая, смолистая, черного цвета, мало парафинистая, имеет высокую молекулярную массу. В ней содержится акризных смол 70, асфальтенов 17,3-24,7, серы 7-8 % [36]. Высокое содержание серы объясняется процессами осернения нефти при взаимодействии с сульфатами пластовых вод или при наличии гипсов в нефтеносной свите [115]; этим, очевидно, вызвано наличие серы в кохановской нефти [48]. Здесь трещиноватые нефтеносные известняки перекрываются гипсоангидридным горизонтом, и в результате количество сульфатов в пластовых водах достигает 300-1000 мг/л.

Судововишнянская нефтяная залежь открыта еще в 1953 г. в кровельной части верхнеюрских карбонатных отложений, перекрытых глинистыми породами миоцена. В скв. 10 на глубинах 1757-1754 м в газонасыщенной пластовой воде были выявлены пленки нефти. В скв. 15 из интервала 1787-1784 м был получен приток минерализованной воды с пленками нефти, а на глубинах 1781-1778 м - приток тяжелой смолистой нефти плотностью 1,0142 г/см³ с дебитом около 0,6 т/сут и такого же состава, как нефть Кохановской залежи. Кровля юры в этих скважинах вскрыта на глубинах соответственно 1737 и 1767 м. Следовательно, можно предположить, что ВНК в скв. 15 находится примерно на отметке 1528 м.

Судововишнянская структура по размытой донеогеновой поверхности представляет собой тектонический выступ, воздымающийся в северо-западном направлении, где от Кохановского валообразного поднятия он отделен поперечным (Стрвляжским) разрывным нарушением с амплитудой 50-85 м (см. рис. 16). Этим нарушением, очевидно, ограничена и нефтяная залежь. Структура расчленена несколькими продольными нарушениями на отдельные блоки, погружающиеся от наиболее приподнятого Судововишнянского к северо-востоку и юго-западу. Амплитуды нарушений, секущих также горизонты нижне- и верхнедашавской подсвет, увеличиваются с глубиной от нескольких десятков до 100 м и более. С юго-востока залежь ограничивается ВНК, принятым на отметке около 1560 м, а с юго-запада и северо-востока - глинистыми породами миоцена опущенных блоков. Как и на Кохановском месторождении, ВНК, вероятно, воздымается к северо-западу.

Дашавский и свидничукий типы залежей

Большее половины разведанных запасов газа Предкарпатья связано с песчано-глинистыми горизонтами нижнего сармата и верхнего бадена. Некоторые баденско-сарматские залежи находятся на различных стадиях разработки, в том числе на завершающей, а ряд залежей - в процессе доразведки.

Неравномерное распределение песчаников в песчано-глинистых горизонтах оказывает определяющее влияние на строение газовых залежей, что в свою очередь предопределяет условия разработки залежей и величину их конечной газоотдачи.

С горизонтами с $K_{пл}$ 0,45-0,5 и выше связаны залежи дашавского типа, которые

в основном приурочены к сводовым частям структур. Они типичны массивные, пластовые или массивно-пластовые с единым ГВК. Покрышками залежей служат пачки глины, разделяющие песчано-глинистые горизонты. Внешние контуры газоносности определяются пересечением кровли горизонта с плоскостью ГВК. Границами залежей, кроме того, являются глины в опущенных по тектоническим нарушениям блоках, а также зоны литологического замещения и выклинивания продуктивных прослоев. Глинистые пропластки, встречающиеся в толще горизонта, обычно не сказываются на вертикальной геодинамической сообщаемости залежей, хотя могут влиять на фильтрационные процессы при разработке.

В песчано-глинистых горизонтах с $K_{пч}$ 0,45 и ниже залежи имеют совсем иное строение. В таких горизонтах формируются прослойные залежи [103]. В связи с преобладанием суммарной мощности глинистых прослоев газодинамическая связь между отдельными проницаемыми пропластками ухудшается. Прослойные залежи в отличие от пластовых, массивных и массивно-пластовых имеют принципиально другую геометрию порового объема - они состоят из множества мелких резервуаров. Каждый такой резервуар приурочен к отдельному пропластку или группе нескольких сопряженных пропластков, характеризуется индивидуальными размерами, положением ГВК, давлением и газонасыщенностью.

Вследствие повышенной глинистости в горизонте нет четкого разделения воды и газа. Несмотря на это, такие залежи в практике рассматриваются как единые объекты разведки и разработки. Границы прослойных залежей размычаты, часто определяются опробованием и условно принимаются в виде вертикальных или наклонных поверхностей. Условные вертикальные границы приняты для всех залежей Свидницкого, некоторых залежей Залужанского, Угерского и других месторождений. Это явление, безусловно, определяется литолого-фациальной изменчивостью отложений и в связи с этим - пространственным распределением кондиционных пород-коллекторов, развитие которых также обусловлено тектонической обстановкой. Так, на Свидницком, Угерском, Залужанском, Косовском, Черногузском и других месторождениях их распространение контролируется положением конседиментационно развивавшихся разломов и ограниченных ими блоков, которые в баденское и раннесарматское время ха-

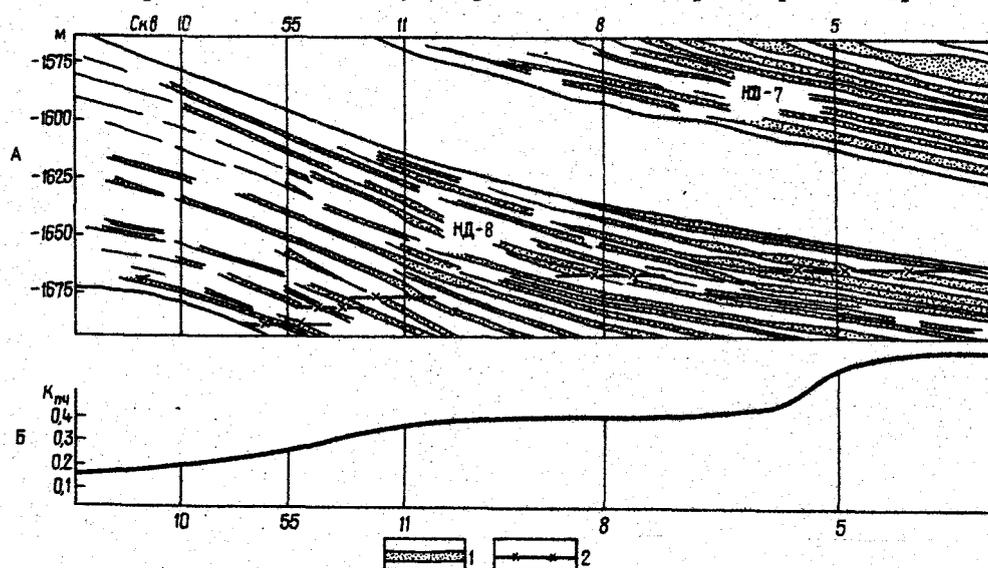


Рис. 18. Влияние $K_{пч}$ на положение ГВК; А - схематический разрез газовой залежи ХУ пачки (горизонт НД-8) с наклонным ГВК Пынянского месторождения, Б - изменение песчаности по скважинам: 1 - песчаные кровли, 2 - ГВК

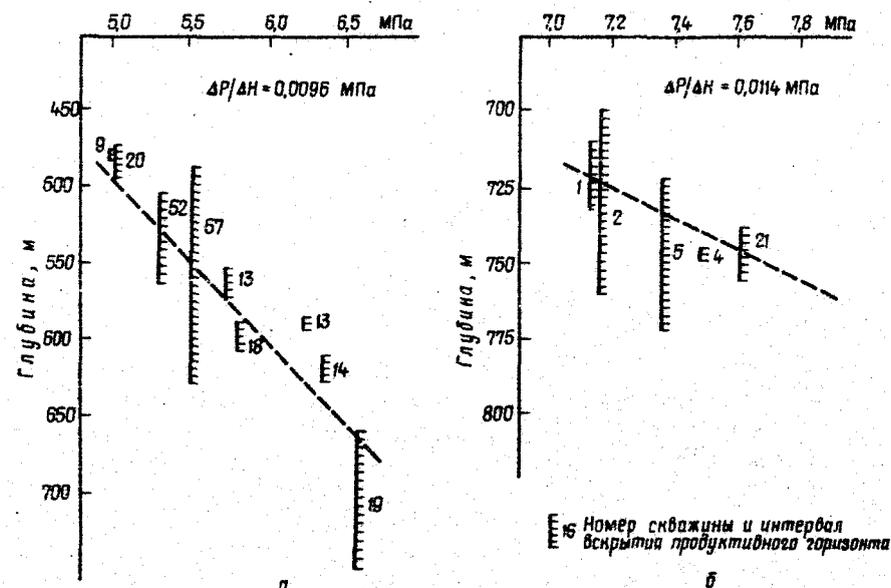


Рис. 19. Изменение начальных пластовых давлений в прослойных залежах: а - горизонтов ВД-9 и ВД-11, б - залежь горизонтов ВД-11 и ВД-13 Свидницкого месторождения

рактеризовались разнонаправленным движением. Такая же природа и наклонных ГВК, обычно погружающихся в направлении сводов или крыльев поднятий (Ходновичское, Пынянское, Садковичское и другие месторождения), т.е. в сторону снижения $K_{пч}$ и ухудшения коллекторских параметров газоносных горизонтов (рис. 18).

Причина этого явления вызвана изменением $K_{пч}$ переслаивавшихся пропластков с различными коллекторскими свойствами. Это благоприятствовало формированию прослойных скоплений углеводородов, лишенных газодинамической сообщаемости между пропластками и гравитационного распределения в горизонте газа и воды. На отсутствие в залежи вертикальной газодинамической сообщаемости указывает увеличение с глубиной пластовых давлений, которые возрастают на высоту столба воды или ближе к ней (рис. 19). В частности, в залежи горизонта НД-1 Садковичского месторождения градиент давления с глубиной составляет 0,0135 и в залежи IX горизонта (по новой схеме - ВД-11 - ВД-13) Свидницкого месторождения - 0,0114 МПа. Примерно также изменяется градиент давления в некоторых залежах Залужанского, Дашавского, Рудковского месторождений.

Изменение песчаности продуктивных горизонтов баден-сарматских отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба является причиной существования на ряде месторождений (и даже в пределах одного горизонта), кроме прослойных залежей свидницкого или дашавского типов, также комбинированных залежей (когда на одном участке месторождения проявляются особенности прослойной залежи, а на другом - пластовой или массивной). Четких границ между ними не отмечено. К таковым относятся почти все залежи Ходновичского, Пынянского, некоторые залежи Садковичского, Угерского и других месторождений, в сводовых частях которых продуктивные горизонты с низким $K_{пч}$ содержат прослойные залежи, переходящие в массивно-пластовые на периклиналях этих поднятий, где $K_{пч}$ увеличивается до 0,5-0,75.

Прослойные залежи часто сложены пластинами и пропластками с различной газонасыщенностью, в том числе и чисто водоносными. При этом и водоносные, и пропластки с низкой газонасыщенностью встречаются по всему разрезу газоносного горизонта. В некоторых случаях промежуточную или верхнюю пластовую воду удается выявить геофизическими методами [103]. Иногда водоносные пропластки проявляются в

процессе разработки залежи после снижения общего пластового давления. Оказалось, что водонасыщение обычно связано с алевровыми и более низкопористыми песчаными пропластками. Если в горизонте количество водоносных горизонтов больше, чем газоносных, то при их опробовании в скважину поступает вода, а объект опробования считается водоносным, т.е. расположенным за пределами залежи. В таком случае площадь газоносности горизонта уменьшается, и граница между газоносной и водоносной частями становится нечеткой. Зачастую формируется обширная газоводоносная зона, при испытании которой получаем слабые притоки газа и пластовой воды.

Насыщение пластовыми водами в разрезе продуктивного горизонта проницаемых прослоев, линз и карманов наблюдается на многих месторождениях Краснодарского края [25], Днепровско-Донецкой впадины [61, 62, 72] и других нефтегазоносных районов [114], где также имеются месторождения с характерными чертами прослойных залежей. Это, например, Сосновское и Мелиховское месторождения ДДВ, характеризующиеся отсутствием единого ГВК в пределах той или иной залежи [61].

В процессе разведки баден-сарматских залежей Внешней зоны Предкарпатского прогиба возникали значительные трудности при определении их границ, особенно границ прослойных залежей, приуроченных к горизонтам с низким $K_{пл}$. По данным промышленной геофизики, в таких разрезах флюидосодержание устанавливается неоднозначно. Более достоверную оценку можно получить только при тщательном опробовании горизонта, вскрывая его постепенно небольшими интервалами.

По результатам испытания можно выделить интервалы, которые

- 1) следует отнести к газовой залежи в том случае, если при опробовании получен промышленный приток сухого газа или газа с признаками пластовой воды;
- 2) можно отнести к газовой залежи только после проведения интерпретационных работ, если при опробовании получены а) непромышленный приток сухого газа, который стабилизируется хотя бы на одном режиме, б) непромышленный, но стабильный приток газа с пластовой водой, в) газодобыча и после стравливания отмечается рост давления, г) если не было никаких притоков, но в разрезе по геологическим и геофизическим данным имеются пропластки проницаемых пород;
- 3) необходимо отнести к законтурной (обводненной) части залежи в случаях, если а) при опробовании получены притоки воды без признаков газа, б) после проведения работ по интенсификации в случаях, отмеченных в п. 2, существенно увеличивается приток воды без увеличения притока газа;
- 4) частично можно отнести к газовой залежи, если при их опробовании получены газодобывные фонтаны, но удается изолировать водоносную часть;
- 5) следует отнести к законтурной части залежи из-за отсутствия промышленных коллекторов, но по гипсометрическому положению считаются газоносными. Такие предварительные выводы ведут к неправильной оценке перспектив месторождения.

Плотная сетка разведочных скважин и опробование в каждой из них всего разреза небольшими интервалами, очевидно, позволили бы установить самые благоприятные границы газовых скоплений. На практике часто довольствуются минимумом информации по опробованию, а границы залежей устанавливаются несколько условно, исходя из общих соображений о строении ловушек газа и распределении в них газа или воды.

Положение границ залежей тесно увязывается со структурными и литологическими особенностями продуктивных горизонтов. Часто в сторону погружения пород снижается их газонасыщенность. Понятие газонасыщенности здесь несколько отличается от общепринятого. Имеется в виду комплексный параметр горизонта, сложенного переслаиванием песчаных и глинистых прослоев. В горизонте могут быть чисто водоносные и чисто газоносные пропластки. Снижение газонасыщенности означает, что часть пропластков обводнена. Границей залежи в таком случае является полоса, выше которой вверх по восстановлению пластов получают притоки газа с признаками воды, а ниже - притоки воды с признаками газа.

Граница залежи условно принимается вертикальной и приурочивается к определенной изогипсе кровли продуктивного горизонта или наклонной, если для определения ее положения имеется достаточно данных опробования. Природа таких границ гравиационная, т.е. в каждом отдельно взятом пропластке газ находится гипсометрически выше, а вода - ниже.

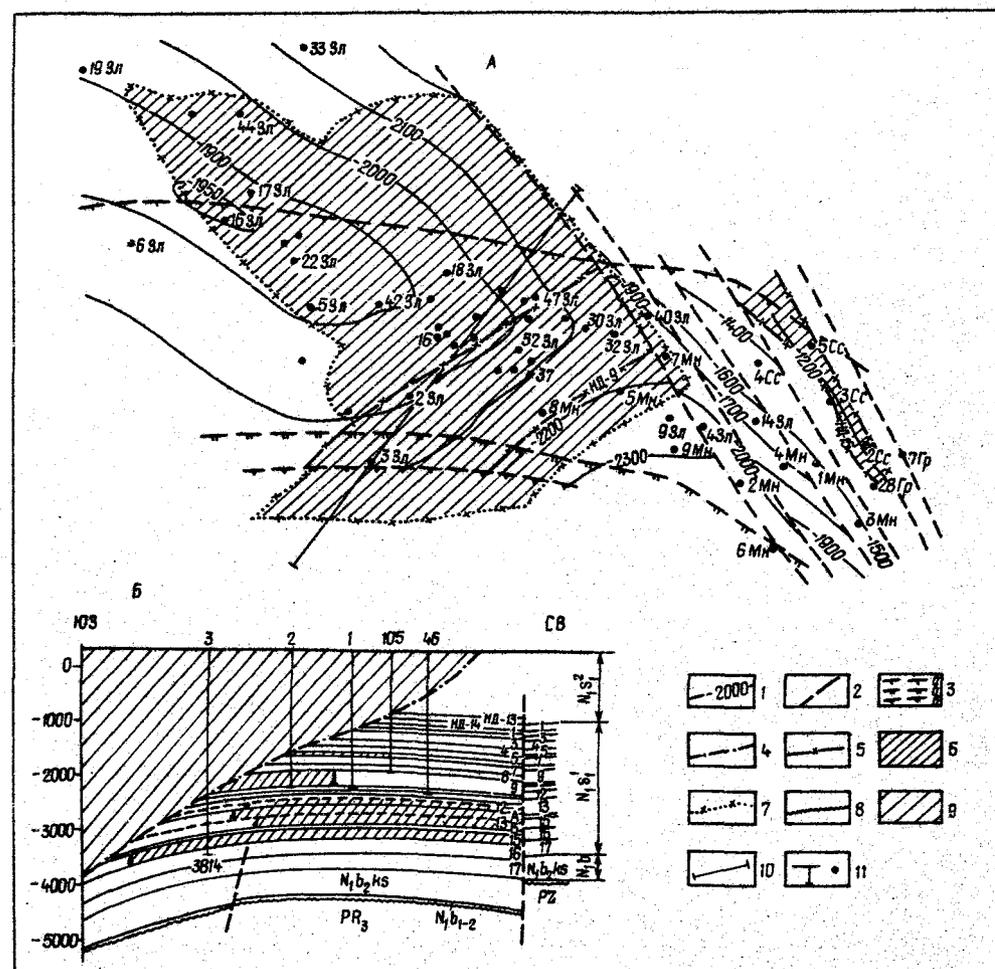


Рис. 20. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез через Залужанское месторождение (Б): 1 - изогипсы кровли горизонта НД-9; 2 - тектонические нарушения; 3 - линии надыта горизонта НД-9: а - поверхностная, б - по кровле, в - по подошве; 4 - линия Стебизского надыта в разрезе; 5 - ГВК горизонта НД-9 Залужанского месторождения; 6 - газовые залежи; 7 - общий контур газоносности Залужанского месторождения; 8 - линии стратиграфических несогласий; 9 - породы надыта Внутренней зоны; 10 - линии геологических разрезов; 11 - скважины площадей: Зл - Залужаны, Мн - Майнич, Сс - Сусоля, Гр - Грушев
О т л о ж е н и я : PR_3 - верхнего протерозоя, PZ - палеозоя, $N_7, N_8, N_9, N_{10}, N_{11}$ - нижнего - верхнего бадена; $N_1, N_2, N_3, N_4, N_5, N_6$ - косовской свиты; подбит нижнего сармата с выделением песчано-глинистых горизонтов (НД и ВД): N_1, N_2 - нижнедашавской, N_3, N_4 - верхнедашавской

Вторым типом границ прослойных залежей являются тектонические, которые в низкопесчаных разрезах имеют свои особенности. В связи с преобладанием в таких разрезах (горизонтах) глины тектонические нарушения (даже небольшой амплитуды) служат границами залежей. По одну сторону от такой границы можно получить приток газа, по другую, даже на той же гипсометрической отметке и часто с того же горизонта, - приток воды. Тектонически ограничены залежи Свидницкого, Угерского, Дашавского, Рудковского, Болоховского, Ковалевского, Косовского месторождений.

Иногда специфическими являются границы залежей по восстановлению пластов. Они могут быть литологическими, обусловленными выклиниванием проницаемых пластов и

пропластков, а также капиллярными. В последнем случае выклинивания песчаных и алевролитовых пропластков не происходит, но фильтрационные свойства их ухудшаются. Капиллярное давление в них возрастает до такой степени, что углеводороды не в состоянии вытеснить из пор воду, и вследствие этого гравитационного распределения не происходит даже в пределах отдельных пропластков.

Нечеткие и расплывчатые капиллярные границы залежей отмечены на Пинянском месторождении. В промышленной практике они заменяются границами промышленной газоносности, которые условно проводятся по изолинии кондиционной песчаности горизонтов и ниже по падению пластов. За пределами границы промышленной газоносности были получены еще слабые притоки газа с водой, а выше по восстанию пластов — только слабые притоки воды. Капиллярные границы изолируют от свода структуры залежи газа, приуроченные к периклиналям Залужанского месторождения (рис. 20)

Выше по восстанию пластов были получены притоки пластовой воды. Граница залежи здесь более четкая и пересекает структуру вкрест простирания. Наличие капиллярной границы в виде узкой полосы, протягивающейся вкрест простирания структуры, связано с проявлением в нижележащих горизонтах тектонического нарушения. В перекрывающих горизонтах в полосе, параллельной нарушению и несколько смещенной в сторону приподнятой части поднятия, фильтрационные свойства пород ухудшаются. Продуктивные горизонты с такими свойствами известны на Ходновичском, Пинянском, Угерском, Дашавском, Гриновском, Ковалевско-Черешенском и других месторождениях. Хотя полоса ухудшения коллекторских свойств и не разграничивает газоносную и водоносную части залежей, они затрудняют фильтрационные процессы. Залежи с капиллярными границами и зонами пониженной фильтрационной проводимости известны и на месторождениях в других нефтегазоносных областях [104]. С капиллярными ловушками, кстати, связываются перспективы газодобычи давно разрабатываемых газоносных горизонтов, в том числе и во Внешней зоне Предкарпатского прогиба.

Кроме перечисленных общих закономерностей строения и газоносности каждая баден-сарматская залежь имеет индивидуальные особенности. Рассмотрим самые характерные.

Залежи Свидницкого месторождения связаны с горизонтами ВД-5 — ВД-12, залегающими на глубинах 180—760 м. Свидницкая структура по баденским и нижнесарматским отложениям представляет собой юго-восточную периклиналию Любачувской складки, осложненную несколькими продольными сбросами. Их амплитуды уменьшаются в верхних горизонтах, или эти нарушения в приповерхностных частях разреза переходят во флексурные изгибы. Один из таких сбросов, установленный нами корреляцией каротажных диаграмм скважин [159], пройден скв. Свидница-13 (см. рис. 17). На Свидницком поднятии установлено [48] смещение сводов структурных планов. Так, свод поднятия по кровле горизонта ВД-9 смещен по отношению к сводовой части тирасской свиты на 1,8—2,3 км к юго-западу с увеличением в этом направлении мощности заключенных между ними отложений на 40—60 м.

Т а б л и ц а 1. Характеристики газовых залежей Свидницкого месторождения

Залежь горизонта	Мощность горизонта, м		Песчаность, %	Средняя пористость, %	Начальное пластовое давление, МПа	Положение ГВК, м
	средняя	эффективная				
ВД-5 (Ia)	10	3,8	16-42	8	2,4	-30
ВД-6 (У)	40	14,5	20-49	21	3,5	-120
ВД-7 (У)	25	11,6	28-48	21	4,3	-170
ВД-8 (УП)	125	36,0	19-36	18	5,1	-210
ВД-9, 10, 11 (VII)	98	20,0	4-27	9,3	6,5	-370
ВД-11, 12, 13 (IX)	100	18,2	9-29	13,8	7,6	-470

В газоносной толще верхнедашавской подсвиты Свидницкого месторождения имеется шесть залежей (табл. 1). Они разделены пачками глин толщиной 5—10 м. Все залежи прослойные. С юго-запада они тектонически экранированы. На северо-востоке

их границы гравитационные (вертикальные), на юго-востоке выражены пересечением кровли горизонтов с ГВК, на северо-западе залежи продолжаются в пределы ПНР. Пластовые давления залежей находятся в пределах гидростатического, газонасыщенность составляет 40 %.

Кроме охарактеризованных промышленных залежей притоки газа с водой были получены выше горизонта ВД-5 и ниже ВД-13 и за пределами установленного контура газоносности.

Газ верхнедашавских залежей Свидницкого месторождения содержит (в %) метана 96,3—99,39, этана 0,09, пропана, бутана и пентана 0,11, азота 0,07, CO₂ 0,07. Плотность газа колеблется от 0,6584 до 0,6863, четкой закономерности в смене химического состава его по горизонтам не наблюдается.

Газовые залежи Ходновичского месторождения приурочены к нижне- и верхнедашавской подсвите нижнего сармата. Продуктивная толща залегаёт на глубинах 570—1350 м. В ней выделялись VII, VIII, IX, X, XI, XII и XIII горизонты, сейчас соответствующие горизонтам ВД-13, НД-1, НД-2, НД-3, НД-4, НД-5 и НД-7.

Ходновичская структура представляет собой юго-восточную периклиналию Яксма-ничко-Перемышльской структуры, простирающейся на территории ПНР. Северо-восточное крыло поднятия длинное и пологое с углами падения пород 3—5°, юго-западное срезано надвигом Внутренней зоны. Этим надвигом с юго-запада ограничены и газовые залежи, строения которых идентичны. Юго-восточная и северо-восточная границы залежей гравитационные, определяются положением ГВК. На юго-восточной перикли-

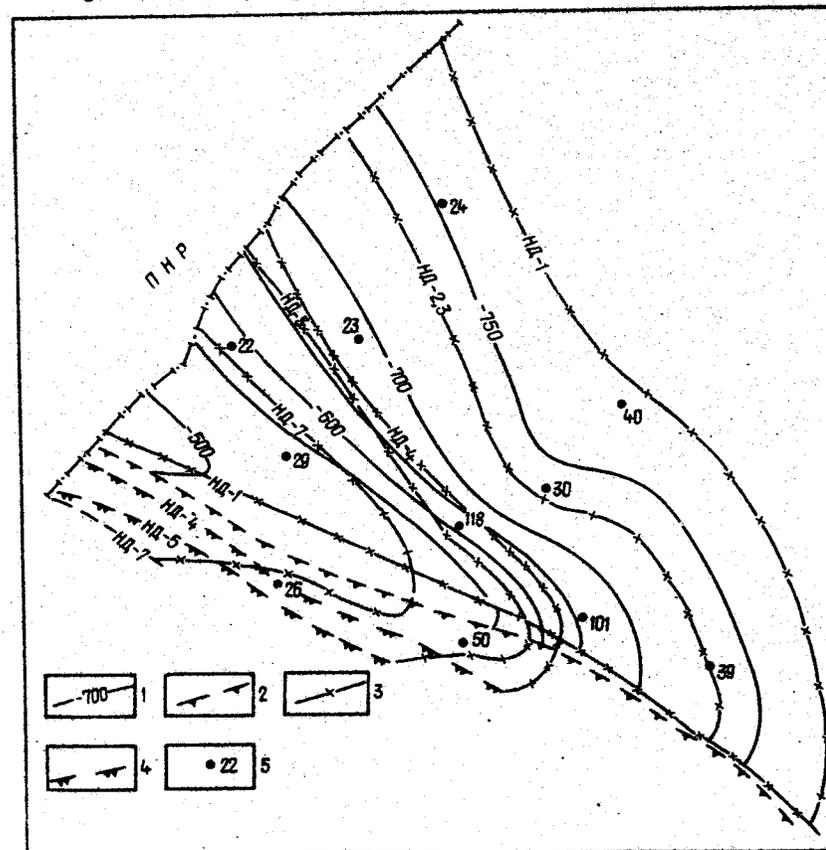


Рис. 21. Структурная карта Ходновичского газового месторождения газа: 1 — изогипсы кровли горизонта ВД-3; 2 — линия среза Стебникским надвигом кровли этого горизонта; 3 — ГВК; 4 — линии среза Стебникским надвигом кровли других горизонтов; 5 — скважины

нали, где песчанность продуктивных горизонтов составляет 50-70 %, ГВК горизонтальные. С уменьшением песчанности к северо-западу газонасыщенность опускается вниз по разрезу, и газоносные пропластки по отношению к положению ГВК на юго-восточной периклинали находятся гипсометрически ниже. Поэтому ГВК на месторождении приняты в виде наклонных поверхностей, погружающихся в сторону свода и северо-восточного крыла структуры (рис. 21). Газовые залежи находятся на глубинах 550-1450 м. Их высоты составляют 70-250 м. Мощности горизонтов, их песчанность и коллекторские параметры изменяются по структуре (табл. 2).

Т а б л и ц а 2. Характеристика газовых залежей Ходновичского месторождения

Залежь горизонта	Мощность горизонта, м		Средняя пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Начальное пластовое давление, МПа	Положение ГВК, м	Песчанность, %
	общая	эффективная					
ВД-13 (VII)	144-147	6,1	11,3	До 0,1·10 ⁻³	7,4	-610	8-23
НД-1 (VIII)	82-113	13,4	12,0	До 0,2·10 ⁻³	8,1	От -645 до -662	10-50
НД-2 (IX)	33-61	7,4	13,0	0,1·10 ⁻³ -1,5	8,8	От -720 до -735	10-73
НД-3 (X)	95-147	25,3	15,1	0,1·10 ⁻³ -1,6	8,9	От -731 до -748	10-73
НД-4 (XI)	91-113	13,1	13,0	0,1·10 ⁻³ -1,4	10,7	От -805 до -868	11-66
НД-5 (XII)	79-108	11,9	12,5	0,1·10 ⁻³ -1,47	11,1	От -930 до -980	8-62
НД-7 (XIII)	114-147	5,8	12,4	До 0,2·10 ⁻³	12,1	От -983 до 1005	6-32

Залежь горизонта НД-7, газоносная в сводовой части структуры, прослойная. Северо-восточная граница залежи устанавливается по снижению продуктивности горизонта и условно считается вертикальной.

В отличие от НД-7 песчанность выше залегающих горизонтов значительно изменяется по площади [170]. Песчанность горизонта НД-5 на юго-востоке поднятия составляет 45-62, на северо-западе - 8-15 %, что отражается и на строении газовой залежи. На юго-восточной периклинали это типично пластовая залежь дашавского типа. ГВК четко отбивается на отметке минус 930 м, и граница залежи здесь проводится по одноименной изогипсе кровли горизонта. В сторону свода структура ГВК погружается до отметки минус 980 м, и горизонт полностью газоносен. Пористость песчаных и алевролитовых прослоев изменяется от 4,5 до 16,4, карбонатность 13,6-32,6, проницаемость от 0,1·10⁻³ на северо-западе до 1,470 мкм² на юго-востоке. В зоне резкого снижения песчанности (скв. 30, 129) прослежена поперечная полоса ухудшенной проводимости горизонта, что связывается с наличием на глубине поперечного нарушения. Это послужило причиной разделения залежи на два обособленных объекта разработки - юго-восточный и северо-западный. Начальные абсолютно свободные дебиты газа на северо-западе не превышали нескольких десятков тысяч кубических метров в сутки, а на юго-востоке они увеличивались в несколько десятков и сотен раз.

Залежь горизонта НД-4 по строению аналогична предыдущей. Также прослеживается полоса ухудшенной проводимости и совпадение максимума песчанности с юго-восточной периклиналью, где отмечена высокая продуктивность скважин.

Залежь горизонтов НД-3, 2, разделенных глинистой перемычкой мощностью 3-17 м, является одной из крупных на месторождении. С этими горизонтами связана самая высокая песчанность (73 %), снижающаяся до 10 % на северо-западе поднятия. Открытая пористость и проницаемость песчанников и алевролитов изменяются соответственно от 2-3 до 25-30 % и от долей до 1,5 мкм² при карбонатности 2-50 %.

Оба продуктивных горизонта содержат единую газовую залежь. В сводовой части продуктивный горизонт полностью газоносный, а на юго-восточной периклинали подпирается пластовой водой с погруженным к своду структуры ГВК. Зона пониженной песчанности выражена слабее, чем в залежах, описанных выше, но также сов-

падает с профилем скважин 129, 130. Абсолютно свободные дебиты газа увеличивались по направлению к юго-восточной периклинали.

Залежи горизонтов НД-1 и ВД-13 прослойные. Границы залежи горизонта ВД-13 четко не установлены, и их ведут по изогипсе кровли с отметкой минус 610 м. Не исключено, что на юго-востоке месторождения залежь горизонта ВД-13 соединяется с залежью того же горизонта Садковичского месторождения, где, по данным опробования, ГВК определен на отметках минус 618-650 м. Дебиты скважин незначительны. Газодинамическая сообщаемость между отдельными участками залежи слабая или ее вообще нет. Некоторые ее участки в настоящее время практически не разрабатываются, поскольку не имеют промышленного значения.

Ходновичское поднятие осложнено продольным тектоническим нарушением обросового характера. Оно пройдено скв. 26, в которой из разреза выпадает горизонт НД-6, низы горизонта НД-5 и верхи - НД-7. По этому обросу с амплитудой 68 м и больше поднят юго-западный блок [159].

На месторождении установлено несоответствие структурных планов, выразившееся в смещении их сводов снизу вверх в юго-западном направлении. В эту сторону увеличивается мощность нижнесарматских и баденских образований, залегающих на породах рифея. Величина смещения сводов по гипсоангидритовому горизонту и кровле горизонта НД-5 составляет около 1 км при увеличении мощности отложений, заключенных между этими горизонтами, на 200 м, что подтверждает конседиментационное развитие околонадвигающих поднятий. Своды верхних горизонтов, прилегающих к надвинутому покрову, частично смещаются в северо-восточном направлении. В околонадвиговой полосе шириной до 1,5-2 км баденские и нижнесарматские отложения, кроме того, брекчированы и переметы.

Газ во всех залежах Ходновичского месторождения вмещает в среднем (в %): метана 98,16, этана 0,232, пропана 0,112, бутана, пентана и высших углеводородов 0,082, СО₂ 0,211, азота 1,004, аргона, криптона 0,618, гелия и неона 0,005. С глубиной происходит незначительное увеличение концентрации тяжелых углеводородов, азота и уменьшение метана и СО₂. По направлению от кровли к ГВК увеличивается содержание азота. Отличительной особенностью месторождений является высокое газосодержание подземных вод. По компонентному составу растворенные газы близки к сухим, лишь несколько отличаясь повышенным содержанием азота и СО₂.

В залежах Садковичского месторождения газоносными являются горизонты нижне- и верхнедашавской подсист, залегающие на глубинах 640-1300 м. Залежи связаны с Садковичской околонадвиговой структурой, расположенной юго-восточнее Ходновичской и отделенной от нее небольшим синклиналиным перегибом и поперечным разрывным нарушением [118, 156, 166]. Сводовая часть Садковичской структуры, осложненной Бояновичским и Верковецким поднятиями, расположена гипсометрически ниже Ходновичской на 200 м (рис. 22).

Газовые залежи приурочены к горизонтам НД-4 - ВД-14, 13, 12. В горизонте НД-3 выделяются две залежи, изолированные в середине горизонта пачкой глины. Песчанность продуктивных горизонтов низкая - 5-20, редко 30 %. Более высокопесчанными являются горизонты НД-1, 2 на северо-западной периклинали структуры. Все залежи прослойные. Их юго-западные границы тектонически экранированы

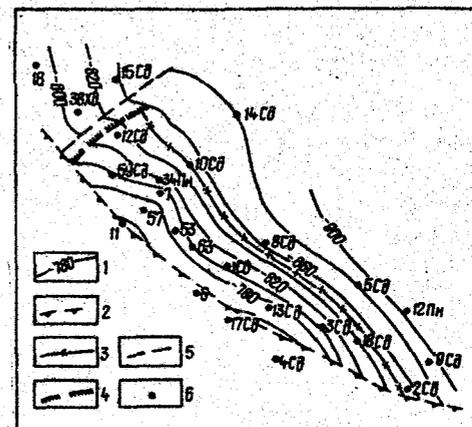


Рис. 22. Структурная карта Садковичского месторождения газа: 1 - изогипсы кровли горизонта НД-3; 2 - линия Стебниковского надвига; 3 - ГВК; 4 - тектонические нарушения; 5 - зона литолого-фациального ограничения газовой залежи; 6 - скважинные площади: Сд - Садковичи, Хд - Ходновичи, Пн - Пиняны

Т а б л и ц а 3. Характеристика газовых залежей Садковичского месторождения

Залежь горизонта	Мощность горизонта, м		Средняя пористость, м	Начальное пластовое давление, МПа	Положение ГВК, м
	общая	эффективная			
ВД-12 (VI)	104-114	9,2	9,2	6,4	-540
ВД-13, 14 (VII)	102-116	10,0	9,8	7,6	От -618 до -650
НД-1 (VIII)	96-118	9,0	10,7	8,3	От -650 до -710
НД-2 (IX)	50-66	9,3	9,3	9,0	От -748 до -760
НД-3 (X)	74-92	6,2	11,3	9,8	От -846 до -863
НД-3 (XI)	40-64	4,9	12,4	10,5	От -908 до -932
НД-4 (XII)	112-118	6,3	12,2	11,1	От -960 до -1022,5

надвигом Внутренней зоны. Остальные границы гравитационные, ГВК наклонные. Они воздымаются к периклиналям и крыльям поднятия (табл. 3). Для горизонтов ВД-12 и НД-2 положение ГВК принято условно из-за отсутствия достаточных данных по опробованию скважин (табл. 3). ГВК нагружаются на участках структур с пониженными коллекторскими свойствами продуктивных отложений. Абсолютно свободные дебиты газа на месторождении в общем небольшие.

Как и Ходновичская, Садковичская структура характеризуется незначительным смещением структурных планов вверх по разрезу в юго-западном (поперечном) и даже северо-восточном (продольном) направлениях. В эти стороны увеличивается мощность нижесарматских горизонтов.

Газ залежей Садковичского месторождения содержит в среднем (в %) метана 98,61, этана 0,017, CO₂ 1,41, азота 0,84, аргона, криптона и ксенона 0,27, гелия и неона 0,003. Тяжелых углеводородов в газе месторождения нет, в связи с чем они имеют наименьшую плотность (0,5563-0,5600 по воздуху) по сравнению с газами других месторождений. По аналогии с Ходновичским здесь наблюдается высокая газонасыщенность пластовых вод.

Залежи Пинянского месторождения приурочены к горизонтам НД-9 - НД-5, залегающим на глубинах 2155-1520 м. Пинянская структура представлена антиклинальным перегибом на фоне общего погружения нижесарматских отложений в юго-восточном

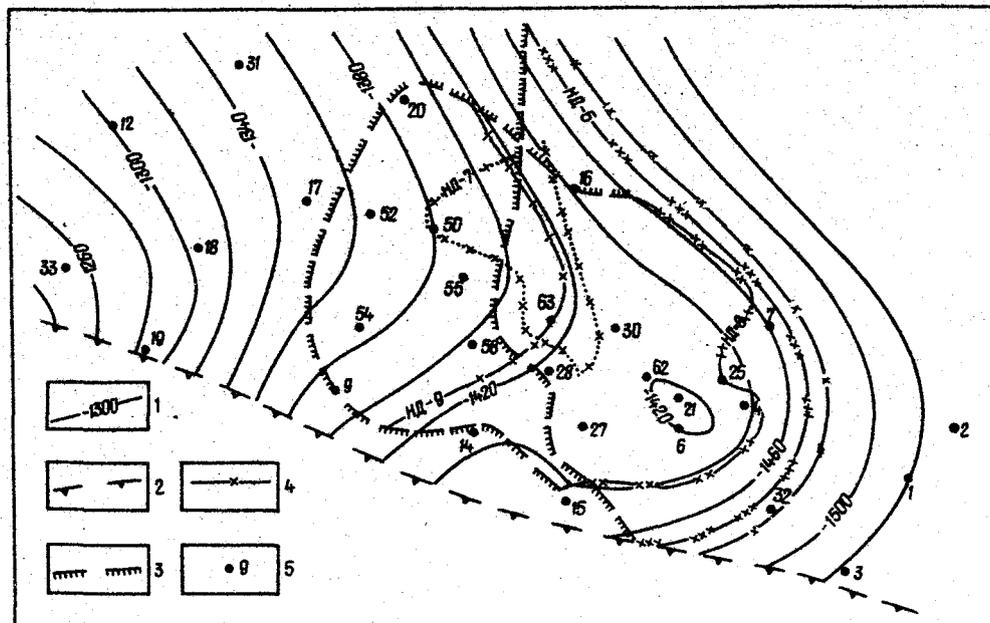


Рис. 23. Структурная карта Пинянского месторождения: 1 - изогипсы кровли горизонта НД-6; 2 - линия среза Стеблякским надвигом кровли этого горизонта; 3 - линия ГВК; 4 - зоны литолого-фациального ограничения газовых залежей; 5 - скважины

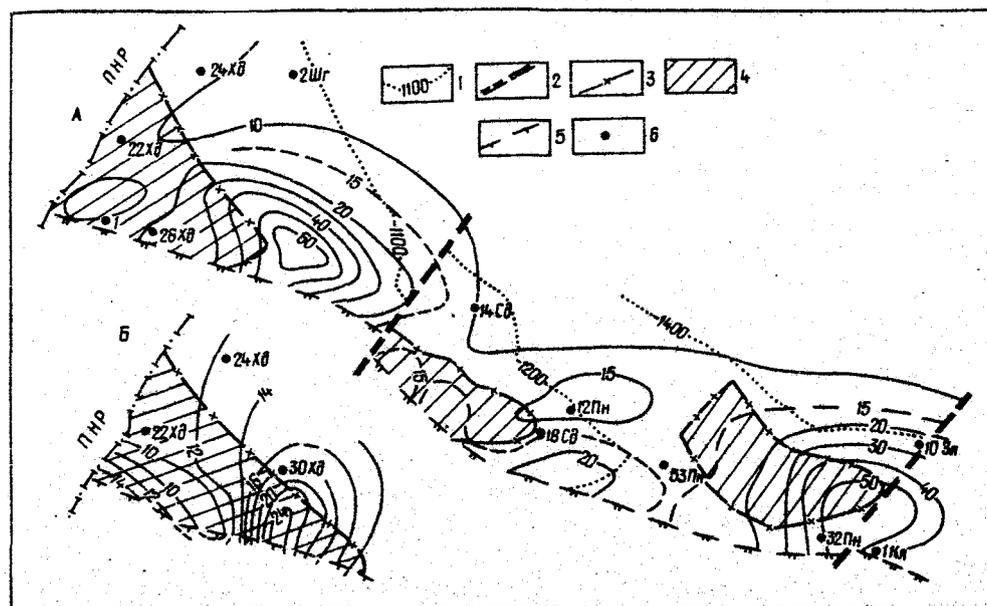


Рис. 24. Карты песчаности горизонта НД-5 Ходновичского, Садковичского и Пинянского месторождений (А), равной пористости (Б) Ходновичского месторождения (горизонт НД-3): 1 - изогипсы кровли горизонта НД-5; 2 - поперечные тектонические нарушения; 3 - ГВК; 4 - газовые залежи; 5 - линия среза Стеблякским надвигом кровли горизонтов; 6 - скважины площадей: Хд - Ходновичской, Сд - Садковичской, Пн - Пинянской, Зл - Залужанской, Шг - Шагинской, Кл - Калиновской

Т а б л и ц а 4. Характеристика продуктивных горизонтов Пинянского месторождения

Залежь горизонта	Глубина залегания, м	Песчанность, %	Средняя пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Начальное пластовое давление, МПа	Положение ГВК, м
НД-9 (VI)	1960-2155	8-50	3-22	(0,1-31)·10 ⁻³	24,1	-1740
НД-8 (V)	1850-1990	8-70	2,8-20,6	(0,1-217)·10 ⁻³	23,7	-1667
НД-7 (IV)	1680-1853	8-70	3-22,5	(0,1-515)·10 ⁻³	18,1	От -1463 до -1483
НД-6 (III)	1638-1835	8-65	3,1-22	(0,1-297)·10 ⁻³	17,4	-1470
НД-5 (II)	1520-1700	7-60	3,7-12,2	(0,1-509)·10 ⁻³	15,7	От -1335 до -1364

направлениях. Юго-восточная периклиналь структуры осложнена небольшим поднятием типа структурного носа (рис. 23). Северо-восточное крыло структуры пологое с углами падения пород 1-3°, юго-западное круче и срезано надвигом Внутренней зоны. Наиболее пологие горизонты залегают в центральной части структуры. От Садковичского на северо-западе и Залужанского на юго-востоке Пинянское поднятие отделено синклиналиями перегибами и поперечными разрывными нарушениями. Выявленное взбросовое нарушение пройдено скв. Пиняны-1, которая дважды пересекла горизонт НД-5. Амплитуда нарушения в этой скважине 80 м [159].

Песчанность газоносных горизонтов нижнедашавской подсыти очень изменчива по площади месторождения и увеличивается от 7-10 на северо-западе до 60-70 % на юго-востоке структуры (рис. 24). Соответственно изменяются и коллекторские параметры песчанников и алевролитов (рис. 24, табл. 4).

На Пинянском месторождении несколько повышенную песчанность имеют горизонты НД-6 и 7. Отличительной особенностью также является некоторое смещение максимумов песчанности, которые в плане распространяются дальше к северо-западу.

Залежи с юго-запада в основном тектонически экранированы покровом Внутрен-

ней зоны, с северо-востока и юго-востока их границы определяются положением ГВК. На северо-западе, где песчаность значительно снижается, границы имеют капиллярную природу и часто проводятся условно по результатам испытания скважин. ГВК всех залежей погружаются в северо-западном и северо-восточном направлениях. Здесь залежи прослойные, литологически экранированные, а на юго-востоке месторождения обычно массивные и массивно-пластовые.

Залежь горизонта НД-9 прослойная. Ее северо-западная и юго-западная границы проводятся по скважинам 9, 14, 17, 20, в которых получены притоки газа с абсолютными свободными дебитами - свыше 5 тыс. м³/сут. В скважинах, расположенных за пределами этой границы, при опробовании отмечались небольшие притоки газа, которые так и не стабилизировались до промышленных величин. Горизонт газоносен в кровельной части.

Залежь горизонта НД-8 наиболее крупная. Она распространяется к юго-востоку дальше, чем нижележащая залежь горизонта НД-9. Поскольку песчаность горизонта здесь выше (до 70%), залежь приобретает характер типичной массивной с ГВК на отметке минус 1667, который погружается к северо-западу. Горизонт полностью газонасыщен и газонасыщенность составляет 35, увеличиваясь в юго-восточной части до 82-84%. Высота залежи 100 м. Юго-западная, северо-западная и северо-восточная границы залежи, как и в НД-9, проводятся по снижению продуктивности скважин. Абсолютно свободные дебиты на юго-востоке месторождения имеют значительно большие величины, чем на северо-западе.

Залежь горизонта НД-7 приурочена к его кровельной части. По размерам она меньше предыдущей. Ее юго-восточная граница проводится в центральной части месторождения. ГВК погружается к северо-западу. Газонасыщенность изменяется от 35 до 66%. В процессе разведки промышленный приток газа был получен лишь в скв. 13. Впоследствии небольшие притоки газа из этого горизонта получены в скважинах 50, 59, 63, 64. В юго-восточной части скв. 6 вскрыта обособленная залежь площадью около 0,2 км² с эффективной газонасыщенностью 2-3 км и ГВК на отметке минус 1461 м; эта залежь отделена от основной синклинальным перегибом.

Залежь горизонта НД-6 в плане наиболее смещена к юго-востоку, и большая ее часть находится в зоне с высокой песчаностью, поэтому она характеризуется наивысшей продуктивностью скважин. На юго-востоке это типичная пластовая залежь дашавского типа с ГВК на отметке минус 1470 м (скв. 7). Северо-западная часть условно определяется низкой продуктивностью скважин.

Залежь горизонта НД-5 находится в зоне низкой песчаности, которая относительно горизонта НД-6 распространяется дальше на юго-восток. В средней части горизонта прослеживается пачка глин мощностью 10-35 м, которая на юго-востоке разделяет газовое скопление на две обособленные залежи с ГВК на отметках минус 1327 и 1358 м. Однако к северо-западу песчаность ухудшается, и залежь приобретает черты прослойной. Продуктивность скважин значительно ниже, чем в других залежах.

Газ газовых залежей содержит (в %) метана 96,2-99,3, этана 0,03-1,83, пропана 0,009-0,42, бутана 0,001-0,028, СО₂ 0,1-1,5, азота до 2,9, криптона, ксенона и аргона 0,12, водорода 0,135. С глубиной концентрация метана несколько уменьшается и увеличивается количество тяжелых углеводородов до появления в горизонте НД-9 конденсата.

Кроме описанных залежей на Пынянском месторождении имеются очень мелкие скопления газа в породах надвига. Они связаны с песчаниками стебниковской свиты и сармата, размеры их весьма ограничены.

Залежи Залужанского месторождения отмечены в нижнесарматской песчано-глинистой толще, где выделено 10 однотипных прослойных залежей промышленного значения. Они приурочены к нижнедашавской (горизонт НД-15, нижние и верхние части горизонтов НД-13 и 12, а также горизонты НД-11 - НД-6) и верхнедашавской (горизонт НД-13) подсветам. Залегают залежи на глубинах 1000-3500 м (табл. 5).

Т а б л и ц а 5. Характеристика продуктивных горизонтов Залужанского месторождения

Залежь горизонта	Мощность горизонта, м		Средняя глубина залегания, м	Средняя пористость, %	Начальное пластовое давление, МПа	Высота залежи, м
	средняя	эффективная				
ВД-13	83,0	13,9	1100	21,7	10,8	64
НД-5	127	23,9	1780	18,0	17,1	72
НД-6	37	2,3	1900	13,6	19,5	80
НД-7	153	15,4	1990	16,3	20,3	132
НД-8	107	14,2	2110	14,7	22,1	25
НД-9	267	45,2	2310	15,3	24,7	100
НД-10	54	6,2	2510	13,5	26,3	90
НД-11	106	11,9	2600	13,4	28,0	250
НД-12 А	90	9,0	2710	14,0	29,8	105
НД-12 Б	130	11,8	2820	14,1	33,1	60
НД-13 А	110	14,5	2925	13,0	40,2	120
НД-13 Б	217	13,3	3072	13,2	47,9	60
НД-15	176	24,0	3425	14,0	56,1	110

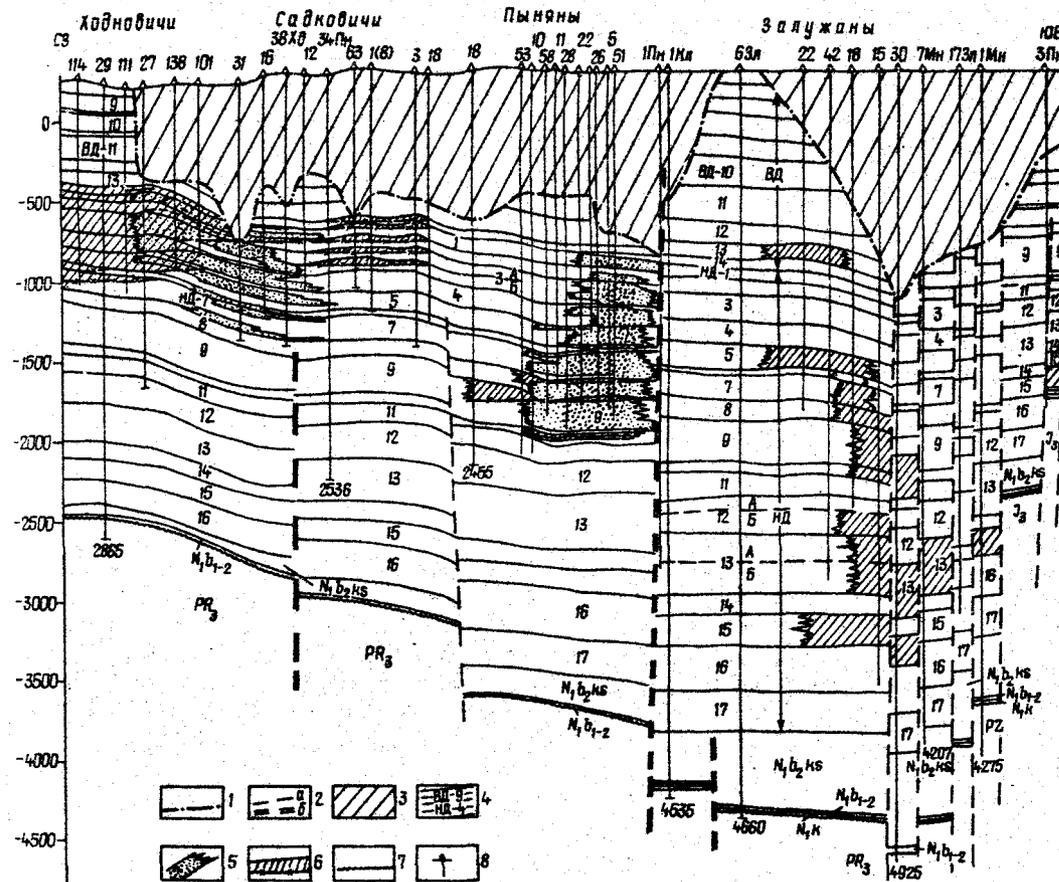


Рис. 25. Продольный геологический разрез через площади Холдновичи - Залужаны: 1 - линия Стебниковского надвига; 2 - тектонические нарушения: а - продольные, б - поперечные; 3 - надвинутые породы Внутренней зоны; 4 - условные песчано-глинистые горизонты верхнедашавской (ВД) и нижнедашавской (НД) подсвет; 5 - зоны повышенного содержания песчаников с К_{пц} больше 10-15%; 6 - газовые залежи; 7 - линии стратиграфических несогласий; 8 - скважины площадей: Хд - Холдновичи, Сд - Салковичи, Пн - Пыняны, Кл - Калинов, Зл - Залужаны, Мн - Майнич, Гш - Грушев. О т л о ж е н и я : PR₃ - верхнего протерозоя; PZ - палеозоя; J₃ - верхней юры; N₁ k - карпатия; N₁ b₁₋₂ - нижнего - верхнего бадена; N₁ b₂ ks - косовской свиты верхнего бадена; подсвет нижнего сармата: N₁ s₁' - нижнедашавской, N₁ s₁'' - верхнедашавской

Залежи верхних горизонтов в основном связаны со сводовой частью Залужанского поднятия, а нижних - с юго-восточной периклиналью и восточным крылом. По отношению к другим газоносным структурам Залужанское конседиментационное поднятие расположено в наиболее погруженной юго-восточной части Круженничского блока. В этом направлении увеличиваются мощности горизонтов, вниз по разрезу растут количество песчаного материала и газонасыщенность, что отразилось на размещении газовых залежей в нижнесарматских отложениях (рис. 25).

Газовые залежи Залужанского месторождения прослойные. Их положение на структуре установлено по данным опробования несколько условно. На северо-западе поднятия, в сводовой части, границы залежей капиллярные и проводятся по зоне пониженной фильтрационной проводимости, прослеживающейся между скважинами 1 и 18. Остальные границы гравитационные, вертикальные, приурочиваются к определенным изогипсам кровли горизонтов (см. рис. 20). Распределение песчаников в большинстве горизонтов приблизительно одинаковое, песчанность составляет 10-20 и лишь на отдельных участках горизонтов НД-8 и НД-9 - до 40 %. Пористость песчаных прослоев, по данным лабораторных определений, равна 1,5-26, преобладает 4-11 %, проницаемость $(0,1-3) \cdot 10^{-3}$, редко $290 \cdot 10^{-3}$ мкм², карбонатность 2-25 и газонасыщенность 20-70 %. Продуктивность скважин очень низкая. Даже при очень больших пластовых давлениях (10-48 МПа) дебиты скважин составляли всего 10-20, в редких случаях до 100-300 тыс. м³/сут.

На примере Пинянского и Залужанского месторождений установлено [1647], что пластовые давления газовых залежей, залегающих на глубинах до 1900-2000 м, обычно соответствуют гидростатическим, иногда несколько ниже или чуть выше их. В залежах, залегающих глубже, пластовые давления превышают гидростатические. С глубиной коэффициент сверхгидростатичности увеличивается и в самых нижних залежах достигает 1,500-1,617.

Залежь горизонта НД-5 приурочена к сводовой части структуры. Песчанность горизонта 24-44 %. Относительно более песчаниста северо-западная периклиналь. Залежь прослойная. В сводовой части горизонт полностью газонасыщен. Поинтервальным опробованием установлен прослойный характер залежи, границы которой условно проводятся как вертикальные, наклонные или многоконтактные. В разрезе скв. 7, например, выделяется несколько газонасыщенных пачек, перемежаемых водоносными.

Залежь горизонта ВД-13 характеризуется высокой песчанностью (до 60 %) при пористости 20-26,6 %, проницаемость $(7,5-290) \cdot 10^{-3}$ мкм² и карбонатности 2,7-21 %. Залежь газа пластовая, сводовая; ГВК по всей залежи установлен на отметке минус 760 м. Химический состав газа газовых залежей изменяется с глубиной: концентрации тяжелых углеводородов и азота увеличивается, одновременно уменьшаются содержания метана и CO₂, как и в описанных выше месторождениях. В нижних горизонтах в газе присутствует конденсат. В газе горизонта ВД-13 метана 98,4, а в горизонте НД-15 содержание его снизилось до 95,9 %. Соответственно увеличилось количество этана от 0,04 до 0,68, пропана от 0,03 до 0,46, тяжелых углеводородов от 0,02 до 0,59 %. Увеличилась также плотность газа от 0,5633 до 0,6075 (по воздуху).

Залежи Рудковского месторождения связаны с нижнедашавской подшивой нижнего сармата (горизонты НД-4, 5, 7, 8, 9), облекающей вместе с породами бадена и карпатия эрозионный выступ врсских образований, по которым Рудковская структура представляет собой плакосинклиналь; породы же миоцена образуют конседиментационное поднятие северо-западного простирания. Структура рассечена рядом сбросов с амплитудами от первых десятков до нескольких сотен метров, которые в миоценовых отложениях постепенно уменьшаются. Одно из таких нарушений (Судовишмянское) сечет юго-западное крыло структуры. Отложения опущенного по нему блока экранируют с юго-запада врскую и миоценовые газовые залежи (рис. 10, 12, 15, 26):

На миоценовом поднятии наблюдается смещение сводов по мере омоложения осадков в направлении увеличения их мощности. Наиболее поднятая часть структуры по

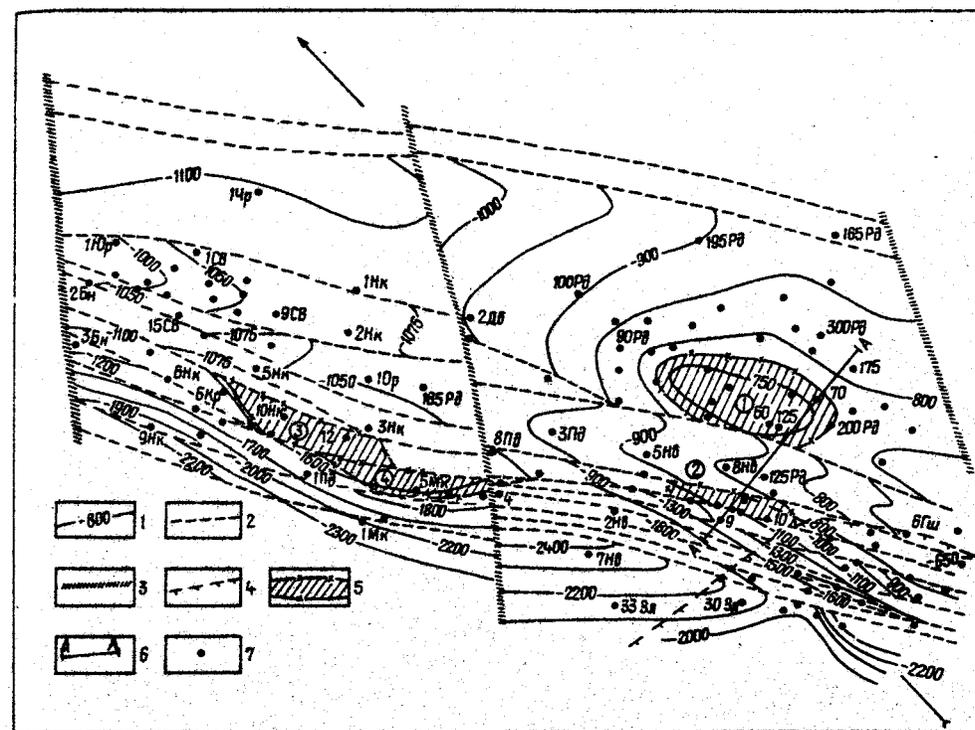


Рис. 26. Структурная карта Рудковского, Новоселковского и Никловичского месторождений:
1 - изогипсы по кровле горизонта НД-9; тектонические нарушения: 2 - продольные, 3 - поперечные, 4 - поверхностная линия Стебниковского надвига; 5 - газовые залежи; 6 - линия геологического разреза; 7 - скважины площадей: Юр - Юрьевской, Бн - Боновской, Нк - Никловичской, Рд - Рудковской, Мк - Макуновской, Нс - Новоселковской, Ор - Орховичской, Гш - Грушевской, Зл - Залужанской, СВ - Судовишмянской, Кр - Каролинской

горизонту НД-9 смещена к юго-западу на 1,6-2 км, а по горизонту НД-3 - до 3 км относительно свода по гипсоангидритовому горизонту при увеличении мощности отложений, заключенных между этими горизонтами, на 90-100 и 100-120 м.

Газ горизонта НД-9 вмещает (в %) метана 99, его гомологов 0,25-0,43, CO₂ 0,05-0,1, азота 0,17-0,57. По сравнению с врской газ в этой залежи более сухой. С глубиной количество гомологов метана в нем увеличивается приблизительно в пять раз, а средняя абсолютная плотность возрастает от 0,6735 до 0,6991 г/см³. Начальное пластовое давление в залежи составляло 10,2 МПа. ГВК определен на отметке минус 770 м, а в вышележащих газоносных горизонтах НД-8, НД-7, НД-5 и НД-4 - на отметках минус 708, 647, 530 и 463 м при средних высотах залежей от 9 до 35 м и пластовых давлениях 9,4; 8,7; 8,3 и 7,4 МПа.

Мощность горизонта НД-9 составляет 130-150 м, песчанность в сводовой части 37 %. Пористость колеблется от 8,6 до 17,4, редко 35 %. Проницаемость равна $(75-131) \cdot 10^{-3}$ мкм², карбонатность в среднем 13,5 %. Горизонт газонасыщен в верхней части.

Залежь горизонта НД-8 залегаёт на глубинах 962-1045 м. Мощность горизонта 19-38 м, песчанность 18-36 %. Пористость песчаников 8-12 %, проницаемость $(37-148) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Залежь горизонта НД-7 отмечена на глубинах 896-1013 м. Песчанность горизонта и коллекторские параметры идентичны таковым горизонта НД-8.

Залежи горизонтов НД-5 и НД-4 находятся на глубинах 813-890 и 735-800 м. Их песчанность выше 50 %, в связи с чем к сводовым частям горизонтов приуроче-

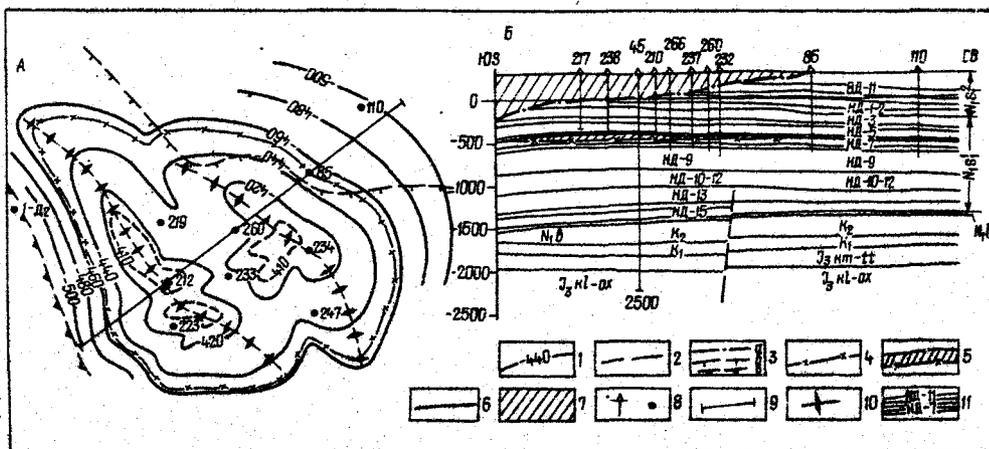


Рис. 27. Опарское газовое месторождение - структурная карта по кровле горизонта НД-7 (А) и поперечный геологический разрез (Б): 1 - изогипсы кровли горизонта; 2 - тектонические нарушения; 3 - линии Стебницкого надвига: а - в разрезе, б - выход надвига на поверхность, в - срез надвигом кровли горизонта НД-1; 4 - ГВК; 5 - газовые залежи; 6 - линии стратиграфических несогласий; 7 - породы надвинутого покрова; 8 - скважины; 9 - линия геологического разреза; 10 - осевые линии поднятий; 11 - песчано-глинистые горизонты подсвита: НД - нижнедашавской, ВД - верхнедашавской.
 О т л о ж е н и я: $J_3 k1-ox$ - келловей-оксфордского и $J_3 km-ox$ - кимеридж-титонского ярусов верхней юры; мел: N_1 - нижнего, N_2 - верхнего; $N_3 b$ - баденского яруса; подсвит нижнего сармата: $N_1 s_1^1$ - нижнедашавской, $N_1 s_1^2$ - верхнедашавской

Т а б л и ц а 6. Характеристика продуктивных горизонтов Опарского месторождения

Залежь горизонта	Глубина залегания, м	Эффективная мощность, м	Начальное пластовое давление, МПа	Начальное положение ГВК, м
НД-3 (I II)	300-400	32	4,4	-177
НД-4 (II)	500-560	29	5,4	-285
НД-5 (IV)	520-660	23	6,1	-343
НД-7 (V)	680-740	23	7,1	-454
НД-8 (VI)	780-950	20	7,8	-552
НД-9 (II песчаный комплекс)	850-970	-	7,8	-571

ны массивные залежи. Несмотря на небольшие размеры залежей, продуктивность скважин достаточно высокая.

Залежи Опарского месторождения связаны с горизонтами НД-3, НД-4, НД-5, НД-7 и НД-8. Они залегают на глубинах 360-850 м. Установлена газоносность кровельной части горизонта НД-9, именуемого здесь IV песчаным комплексом. Опарская структура с более крутым юго-западным крылом осложнена двумя поднятиями северо-западного простирания; узким юго-западным и более широким северо-восточным с незначительным смещением сводов структурных планов вверх по разрезу в юго-западном направлении (рис. 27).

Песчанистость почти всех горизонтов превышает 50%. Исключение составляют горизонт НД-9 (IV комплекс) и небольшие (в пределах залежи) участки на юго-восточной периклинали структуры. Скопление газа в горизонте НД-3 представляет собой единую залежь, так как в северной части месторождения глинистая перемычка, разделяющая горизонт, замещается песчаниками. Залежи горизонтов НД-3 и НД-4 на юго-западе ограничены надвигом Внутренней зоны. Остальные границы этих залежей, а также границы залежей нижележащих горизонтов совпадают с газоводяными контактами, начальное положение которых в горизонтах НД-3 - НД-5, НД-7 - НД-9 установлено на отметках минус 177, 285, 343, 454 и 552 (табл. 6). Залежь горизонта НД-9 с песчанистостью 15-30% небольшая. Она вскрыта лишь одной скважиной. Нижняя граница

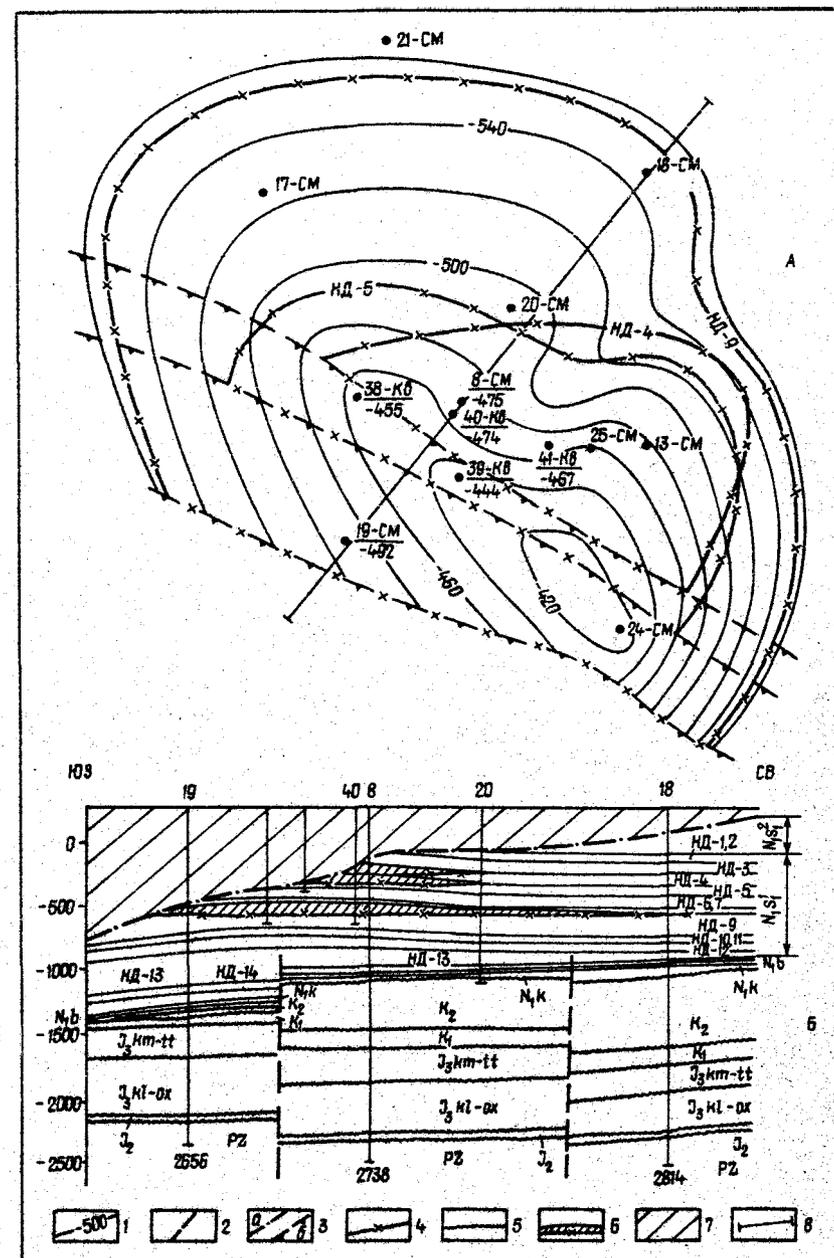


Рис. 28. Кавское месторождение - структурная карта (А) и геологический разрез (Б): 1 - изогипсы кровли горизонта НД-9; 2 - тектонические нарушения; 3 - линии Стебницкого надвига: а - в разрезе, б - выход надвига на поверхность; 4 - ГВК; 5 - линии стратиграфических несогласий; 6 - газовые залежи; 7 - породы надвинутого покрова; 8 - линия геологического разреза.
 О т л о ж е н и я: P2 - палеозоя, J_2 - средней юры, $J_3 k1-ox$ - келловей-оксфордского, $J_3 km-ox$ - кимеридж-титонского ярусов верхней юры; мел: N_1 - нижнего, N_2 - верхнего; $N_1 k$ - карпатия; $N_1 b$ - бадена; подсвит нижнего сармата: $N_1 s_1^1$ - нижнедашавской, $N_1 s_1^2$ - верхнедашавской

газоносности установлена на отметке минус 571 м. Граница залежи проведена по контуру изогипсы с той же отметкой. Залежь горизонта НД-9 подпирается пластовой водой. Все остальные залежи пластовые или массивно-пластовые.

Газ газовых залежей Опарского месторождения в среднем содержит (в %): метан

98,21, этан 0,15, пропан 0,05, бутан 0,07, пентан 0,05, CO₂ 0,23 и азот 1,39.

Залежи Кавского месторождения связаны с горизонтами II, III, IIIa, IIIб, IIIв, соответствующими горизонтам НД-4, НД-5, НД-7, НД-8, НД-9. Скопления газа приурочены к своду поднятия довольно изометрической формы, и имеющего северо-западное простирание. С юго-запада залежи экранированы Стебнижским надвигом. Остальные границы гравитационные, однако в связи с низкой песчаностью горизонтов НД-7 - НД-9 они весьма нечеткие и проводятся условно (рис. 28).

Залежь горизонта НД-9 находится на глубинах 694-972 м, толщина горизонта 67-169 м, песчаность 8-20%. Песчанность и продуктивность скважин самые высокие в своде структуры. К северо-западу песчаники полностью замещаются глинами. ГВК принят на отметке минус 557 м. Начальное пластовое давление составляло 7,8 МПа.

Залежь горизонта НД-8 залегают на глубинах 670-867 м. Этот горизонт более выдержан по площади. Его песчанность 11-32%, мощность 16-30 м. В юго-восточной части поднятия, где песчанность сравнительно лучше, ГВК установлен на отметке минус 494 м. Начальное пластовое давление залежи 5,6 МПа. Залежь, очевидно, сообщается с такой же залежью Угерского и Имноугерского месторождений (горизонт XIV). Поэтому начальное пластовое давление на Кавском месторождении было ниже гидростатического, поскольку залежь была открыта тогда, когда Угерское месторождение уже разрабатывалось.

Залежь горизонта НД-7 залегают на глубинах 620-790 м. Мощность горизонта 54-70 м, песчанность 11-30%, пористость песчаных прослоев 3,5-8%. В сводовой части горизонт полностью газонасыщен. На юго-востоке поднятия нижняя граница газонасыщенности, по данным опробования, определена на отметке минус 401 м. Среднее начальное пластовое давление составляло 6,5 МПа.

Залежи горизонтов НД-5 и НД-4, залегающие на глубинах 540-742 и 473-647 м, имеют небольшие размеры и приурочены к своду поднятия. Их песчанность, особенно в сводовой части, значительно выше песчанности нижних горизонтов и соответственно составляет 35-63 и 38-87%. ГВК, по геофизическим данным, установлены на отметках минус 301 и 210 м. Залежи подпитываются подошвенной водой. Площадь газонасыщенности небольшая. Начальные пластовые давления равнялись 5,5 и 4,9 МПа.

Газ газовых залежей в среднем содержит (в %) метана 98,9, этана 0,02, пропана 0,032, тяжелых углеводородов 0,45, CO₂ 0,025, азота 0,9.

Сарматские залежи Угерского и Имноугерского месторождений. Баденские и нижнесарматские отложения, унаследовавшие эрозионные структурные выступы разбитой поверхности по верхнемеловым отложениям в пределах Имноугерского, Угерского и Бильче-Волицкого тектонических блоков, образуют конседиментационные Имноугерское и Угерское поднятия северо-западного простирания (рис. 29). В районе Бильче-Волицкой структуры нижние горизонты нижнедашавской подсыты сложены глинами, по верхним горизонтам - это пологое северо-восточное крыло Угерского поднятия. Имноугерское поднятие имеет значительно меньшие размеры. Оно отделено от Угерского сбросовым нарушением с амплитудой по кровле горизонта НД-9 до 30-50 м. По верхним горизонтам нижнедашавской подсыты поднятие полностью срезано надвинутым покровом Внутренней зоны, которым частично срезаны верхние горизонты юго-западного крыла Угерского поднятия. Северо-восточное крыло последнего осложнено сбросом с амплитудой смещения по кровле горизонта НД-9 до 50 м, который пройден скв. Угерско-253 на глубине 732 м, где из разреза выпадает горизонт НД-8.

Северо-восточные границы распространения газовых залежей некоторые исследователи связывают с зонами глинизации, которых практически нет. Границами залежей здесь являются тектонические нарушения, положение которых совпадает с предполагаемыми зонами глинизации (см. рис. 29). Глины в опущенных крыльях блоков собственно и экранируют газовые залежи.

Газоносными в нижнесарматских отложениях являются горизонты XVб, XV, XIV,

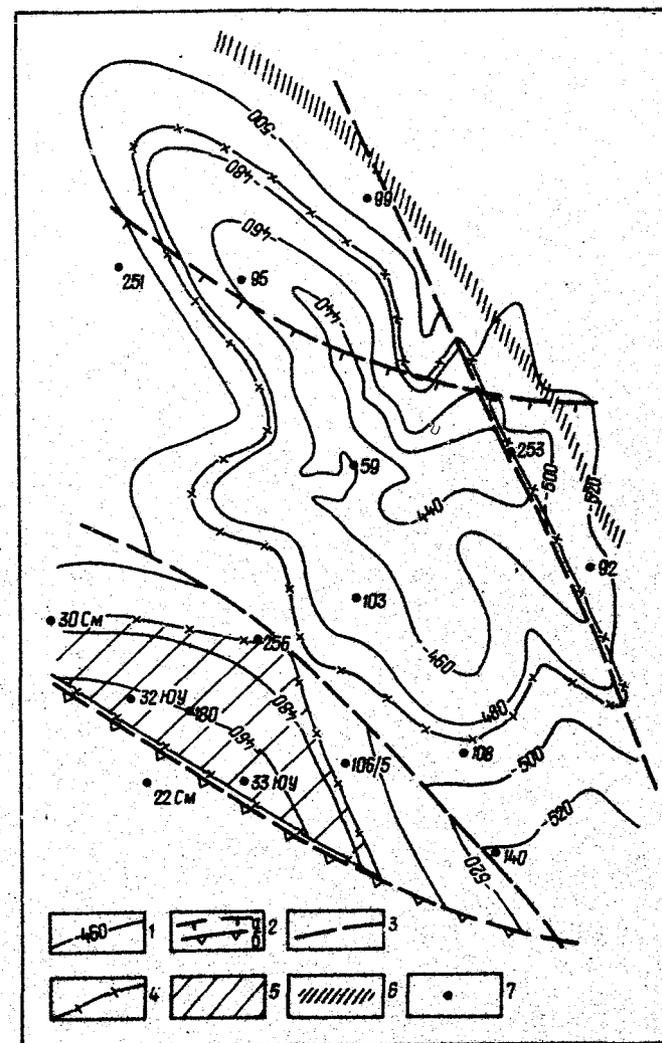


Рис. 29. Структурная карта газовой залежи горизонта НД-9 Угерского месторождения: 1 - изогипсы кровли горизонтов; 2 - линия Стебнижского надвига: а - поверхностная, б - срез кровли горизонтов; 3 - тектонические нарушения; 4 - ГВК; 5 - газовая залежь; 6 - предполагаемая зона глинизации; 7 - скважины

VI, VI, V, Va, IV, III, IIIa, IIIб, IIIв и II, соответствующие горизонтам НД-12 (XVб), нижней части горизонта НД-9 (XVa), верхней части НД-9 (XV), НД-8 (XIV), НД-4 (Va, V, VI, VII), НД-3 (IV, III, IIIa), НД-2 (IIIб), НД-1 (IIIа) и НД-14 (II), пластовые давления которых несколько превышают гидростатические (табл. 7). Причиной тому отчасти могут быть перетоки газа из сенонской залежи (XVI горизонт) в связи с его плохой изоляцией от других залежей в аварийной скв. Угерско-105. О гидродинамической связи газовых залежей горизонтов V, Va, VI, VII свидетельствует почти одинаковое положение в них ГВК, что также относится к горизонтам III, IIIa, IIIб, IV, ГВК которых находились на отметках минус 106-108 м.

Литологические характеристики продуктивных горизонтов нижнего сармата приблизительно идентичны. Это чередование песчаных и глинистых прослоев с преобладанием песчаников.

Залежь горизонта НД-12 приурочена к юго-западному крылу Угерского поднятия.

Т а б л и ц а 7. Характеристика газоносности Угерского и Южноугерского месторождений

Горизонт	Глубина залежи месторождения, м		Песчанистость, %		Мощность горизонта, м	Пористость, %	Начальное пластовое давление, МПа	
	Угерского	Южноугерского	Угерского	Южноугерского			Угерская залежь	Южноугерская залежь
НД-12 (XVб)	901-1048	1182-993	35-50	50	9-85	24,7	9,3	9,9
НД-9 (XVa)	856	963-792	10-72	50				6,3
НД-9 (XV)	730	800-750	10-72	23-34	25-150	7,2-34,5	7,3	7,7
НД-8 (XV)	777-690	790-715	37-74	30-55	3-22	20-30	7,3	7,3
НД-4 (VI)	600-470	-	50-80	-	4-42	21-29	4,4	4,4
	577-448	-	20-80	-	1-16	8-2	4,4	4,4
НД-3 (VII)	569-420	-	30-100	-	2-18	11,3-28,7	4,4	4,4
	540-403	-	20-80	-	0-16	28,5	4,4	4,4
НД-2 (VIII)	516-377	-	20-50	-	9-48	14,6-30,5	3,6	3,6
	482-362	-	60-80	-	3-11	20,8	3,6	3,6
НД-1 (IXa)	475-338	-	70-85	-	4-21	20-26	3,6	3,6
	474-327	-	70-100	-	2-9	15,8-18,6	3,6	3,6
ВД-14 (II)	411-272	-	10-60	-	26-57	-	2,5	2,5
ВД-14 (II)	356-239	-	50-90	-	5-14	-	2,5	2,5

С северо-востока она ограничена тектоническим нарушением и глинами опущенного блока. ГВК залежи установлен на отметке минус 503 м. В пределах Южноугерского поднятия размеры залежи небольшие, и она приурочена к сводовой части поднятия. ГВК определен на отметке минус 718 м.

С XV и XVa горизонтами (НД-9) связаны три обособленные залежи. Они разделены глинистыми перемычками, не имеющими на Угерском поднятии повсеместного распространения. Поэтому оба горизонта представлены одной залежью с ГВК на отметке минус 485 м. С северо-востока залежь ограничена тектоническим нарушением (см. рис. 29).

С Южноугерским поднятием в этих горизонтах связаны две залежи с ГВК на отметках минус 545 и 530 м, которые с юго-запада экранированы Стебникским надвигом. Начальные пластовые давления были меньше гидростатических, что обусловлено их замером после длительной разработки залежей.

Наиболее крупной на Угерском месторождении является залежь горизонта НД-8, развитая и на Южноугерском поднятии. С юго-запада она ограничена надвигом, с северо-востока - тектоническим нарушением и литологическим экраном. ГВК установлен на отметке минус 490 м при высоте залежи 70 м.

Залежь горизонта НД-4 имеет единый ГВК на отметке минус 196 м, по которому ведется внешний контур газоносности (для самой верхней пачки Va). Горизонт имеет линзовидную форму и распространен перед фронтом Стебникского надвига. Его залежь, как и некоторых других пачек, частично литологически ограничена.

Горизонт НД-3 содержит единую залежь с ГВК на отметке - 107 м, которая с юго-запада ограничена надвигом. Залежь горизонта НД-1 массивная сводовая с начальным ГВК на отметке - 19 м; высота ее 27 м.

Залежь горизонта ВД-14 пластовая сводовая с ГВК на отметке плюс 20 м. Площадь газоносности 1,75 км², высота залежи 21 м.

Кроме перечисленных, на этих месторождениях разрабатывались еще мелкие линзовидные, обособленные залежи горизонтов НД-12, 9, 8, 7, а также одна линзовидная залежь на Бильче-Волицком месторождении, вскрытая скв. 6 в горизонте НД-10.

Газ газовых залежей Угерского и Южноугерского месторождений сухой и состоит в среднем (в %) из метана 99,36, этана 0,20, пропана 0,03, бутана 0,01, пентана 0,16, CO₂ 0,20. Азот практически отсутствует. В XV, как и в XVI горизонте, отмечены жидкие углеводороды с содержанием газа до 0,2 г/м³. Плотность конденсата 0,741, начало его кипения 58 °С.

Нижнесарматские залежи Летнянского месторождения, расположенного между Опар-

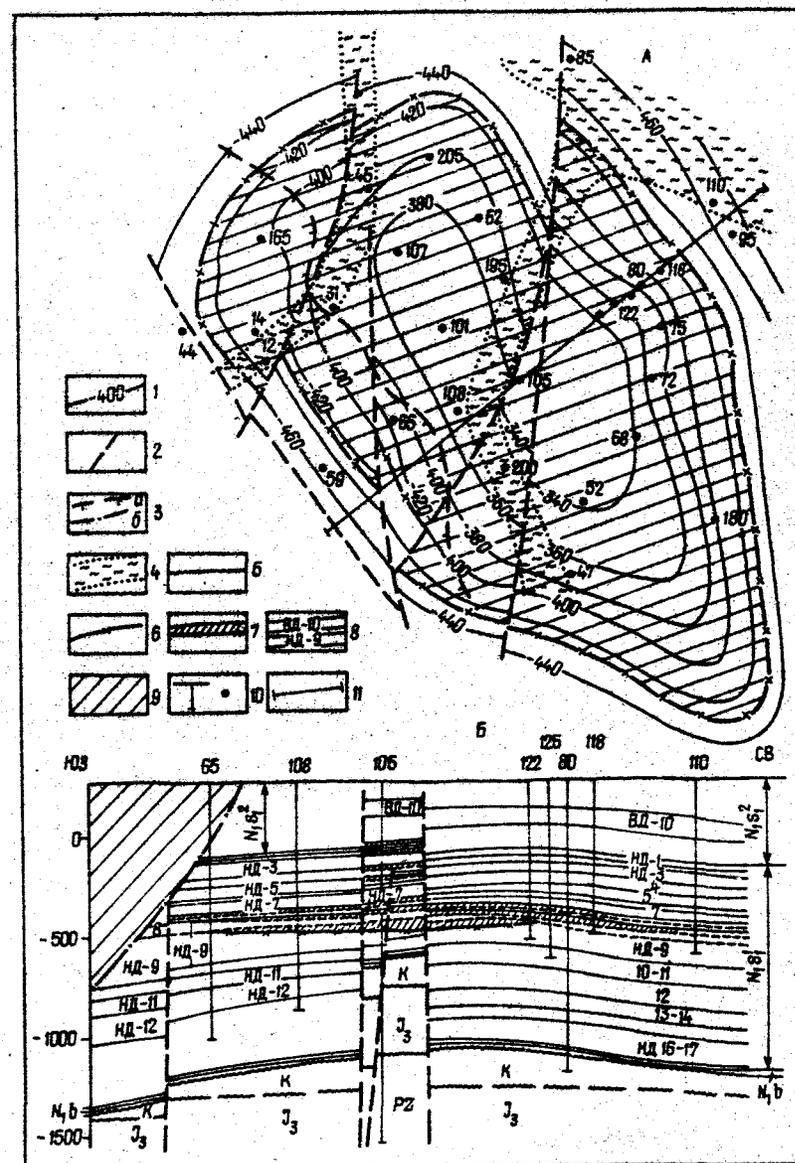


Рис. 30. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б) Дашаевского газового месторождения:
1 - изогипсы кровли горизонта НД-8; 2 - тектонические нарушения; 3 - линия Стебникского надвига: а - на поверхности, б - в разрезе; 4 - предполагаемые зоны глинизации, выделяемые сотрудниками ПО Львовтрансгаз; 5 - линии стратиграфических несогласий; 6 - ГВК; 7 - газовые залежи; 8 - песчано-глинистые горизонты нижнедашаевской (НД) и верхнедашаевской (ВД) подсвита; 9 - породы надвинутого покрова; 10 - скважины; 11 - линия геологического разреза.
О т л о ж е н и я : PZ - палеозой; J₃ - верхней юры; А - мела; N₁б - бадена; подсвита нижнего сармата: N₁с₁ - нижнедашаевской, N₁с₂ - верхнедашаевской

ским и Кавским, связаны с горизонтами НД-12, 14, 15. Месторождение находится в разведке. Не исключено, что газоносными в нем окажутся и вышезалегающие горизонты.

Залежь горизонта НД-15 залегает на глубинах 1424-1630 м. В скв. 3, 10 горизонт опробован вместе с горизонтом НД-14. Пластовые давления на глубинах 1409, 1539 и 1550 м составили 12,3; 14,9 и 12,8 МПа.

Залежь горизонта НД-12 находится на глубинах 1176-1322 м, пластовые давле-

ния в ней равны 11, 2-12, 3 МПа. Летнянско-Опарская структура представлена несколькими конседиментационно развивавшимися небольшими поднятиями северо-западного простирания, высота которых в контуре газоносности, по предварительным данным, составляет несколько десятков метров.

Залежи Дашавского месторождения входят в Дашавскую структуру, которая по нижнемiocеновым отложениям представлена поднятием северо-западного простирания, расчлененным сбросовыми нарушениями на блоки. Амплитуды сбросов, секущих породы бадена и нижнедашавской подсыты нижнего сармата до горизонтов НД-4 и НД-3 включительно, увеличивается с глубиной от первых до 500 м и более (рис. 30).

Газоносными на месторождении являются отложения ниже- и частично верхнедашавской подсыты. Это алевроит-глинистая толща (АГТ), соответствующая горизонту НД-10 и низам горизонта НД-9. Главная газоносная толща вмещает два горизонта: нижний (верхняя часть НД-9) и верхний (НД-8). Небольшие скопления газа содержатся также в горизонтах НД-3, 4, 5, 7 и ВД-10, 12; залежи газа отмечены на глубинах 780-1300 м.

Алевроит-глинистая толща, залегающая на глубинах 780-700 м, сложена в основном глинами с тонкими пропластками песчаников и алевролитов. Песчаность горизонта составляет 21-35 %, абсолютная пористость песчаных прослоев 8, карбонатность 2,9 %. Залежь прослойная, напоминающая залежи Свидицкого месторождения. Нижняя граница ее установлена по данным опробования на отметке минус 490 м, высота 115 м. Границы залежи проведены условно по изогипсе 490 м. По имеющимся данным, газонасыщенность толщи наблюдается и за пределами принятой границы. Из-за низкой песчаности залежь разобщена на отдельные участки. Начальные пластовые давления изменялись от 6 на юго-востоке до 3,3-4,6 МПа на северо-западе структуры.

Залежи главной газоносной толщи приурочены к двум высокопесчаным горизонтам с глубинами залегания 680-750 м. Пористость песчаных прослоев изменяется от 3 до 30 %, проницаемость $(0,1-2,9) \cdot 10^{-3}$ мкм². Содержание карбонатов 2-48 %.

В каждом горизонте выделено по три залежи: А, Б, Г - в нижнем, Д, Д₁, Е и Ж+В - в верхнем. Залежи разделены зонами с пониженной фильтрационной способностью. Эти зоны протягиваются узкими полосами (100-150 м), пространственно совпадающими с положением тектонических нарушений, которыми секутся породы донеоценового основания и миоцена.

Первоначально ГЕК в залежах нижнего горизонта находились на отметке минус 483 м, а в залежах верхнего горизонта - на отметке минус 427 м. Мощности нижнего горизонта центральной (А), западной (Б) и восточной (Г) залежей составляют 3-16, 12-15 и 3-25 м. Мощности верхнего горизонта центральной (Д), западной (Ж+В) и восточной (Е) залежей соответственно 12-43, 20 и 12-47 м. Начальные пластовые давления всех залежей равнялись 6,4-6,8 МПа.

Залежи Болоховского месторождения вскрыты скважинами 2, 3 в песчаниках нижнедашавской подсыты нижнего сармата на глубинах 570-560 и 670-661 м с пластовыми давлениями 3,9 и 5,3 МПа. В скв. 3 при работе на диафрагме 8,163 мм вместе с газом поступала вода.

Считалось, что газ в этих скважинах был получен из горизонта Б, в котором песчаники распространены не повсеместно. По данным промыслово-геофизических исследований, проведенных Г.П. Федоровичем и др. в 1978 г., нижнесарматские отложения расчленены на горизонты. Выяснилось, что притоки газа получены из горизонтов НД-4 (скв. 3) и НД-5 (скв. 2). О приуроченности газовых скоплений к разным горизонтам свидетельствуют и пластовые давления.

В тектоническом отношении Болоховская структура по нижнесарматским и баденским отложениям представлена малоамплитудным конседиментационным поднятием, расчлененным продольными нарушениями на блоки. Юго-западное крыло поднятия срезано надвигом Внутренней зоны (рис. 31).

Пористость газонасыщенных песчаников мощностью 4 и 5,4 м составляет в среднем 12,5 %, проницаемость $0,32 \cdot 10^{-3}$ мкм² и карбонатность 18 %.

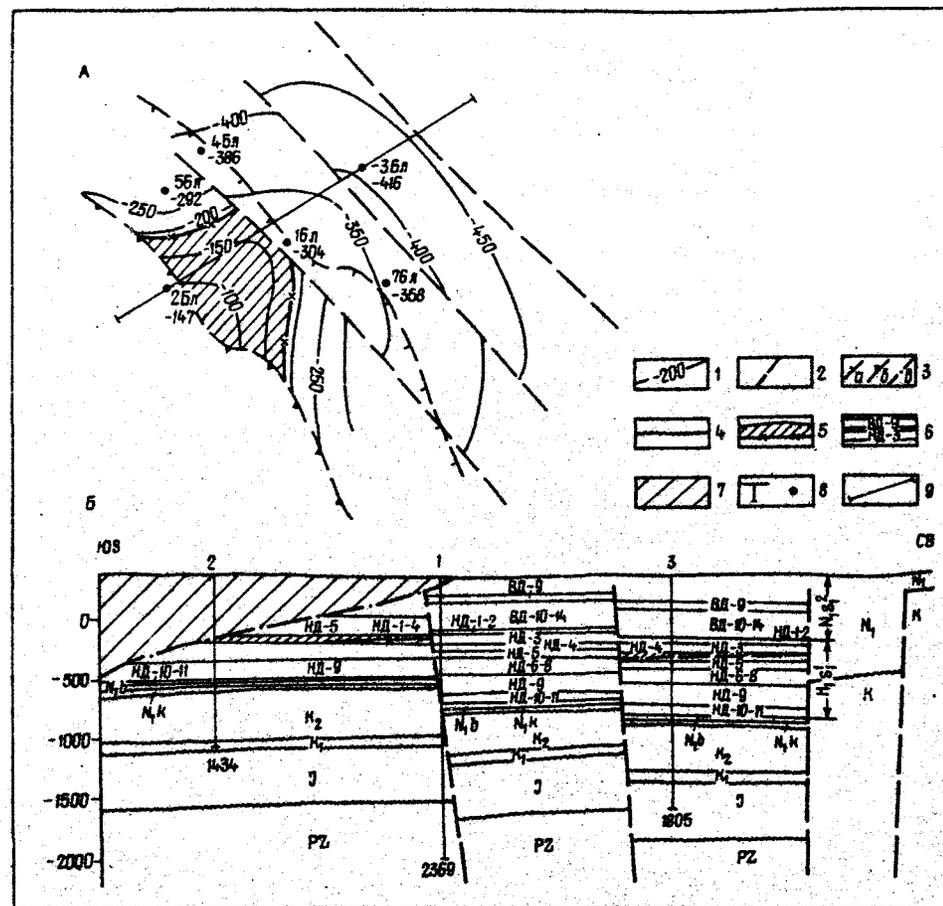


Рис. 31. Структурная карта (А) и геологический разрез (Б) Болоховского газового месторождения (по О.И. Костику и М.М. Малкуш с дополнениями авторов): 1 - изогипсы горизонта НД-5; 2 - тектонические нарушения; 3 - линия Стебниковского надвига; а - выход на поверхность, б - срез кровли горизонта НД-5, в - в разрезе; 4 - линия стратиграфического несогласия; 5 - газовые залежи; 6 - песчано-глинистые горизонты подсыты: ВД - верхнедашавской, НД - нижнедашавской; 7 - надвинутые породы Внутренней зоны; 8 - скважины; 9 - линия геологического разреза. О т л о ж е н и я: PZ - палеозой; J - яры; мела: N₁ - нижнего, N₂ - верхнего; N₁k - карпатия, N₁b - бадена; подсыты нижнего сармата: N₁¹ - нижнедашавской, N₁² - верхнедашавской

Газ состоит (в %) из метана 96,65-98,71, этана 0,06, пропана 0,20, тяжелых углеводородов 0,5, CO₂ 0,25, азота 0,50-1,65 и инертных газов до 0,2.

Залежи Кадобнянского месторождения связаны с I-III условными песчано-глинистыми горизонтами верхнедашавской и I-IV, VI-X - нижнедашавской подсыты нижнего сармата, залегающими на глубинах 200-900 м. Кадобнянская структура представлена конседиментационным поднятием северо-западного простирания, юго-западное крыло которого срезано Стебниковским надвигом. Северо-восточное крыло погружается в сторону Калужского сброса. Начиная с У горизонта нижнедашавской подсыты, все нижележащие горизонты поднятия осложнены двумя сводами, расположенными в районе скважин Кадобно-60 и 65. Нижние горизонты миоцена и породы мезозоя секутся сбросовыми нарушениями (рис. 32).

Характерным для неогеновых отложений является резкая фациальная изменчивость. Коэффициент песчаности увеличивается в направлении северо-восточного крыла и юго-восточной периклинали поднятия. Это районы скважин 50, 55, 85, 90 для IX и скв. 75, 80, 90 для X горизонтов нижнедашавской подсыты. Пористость

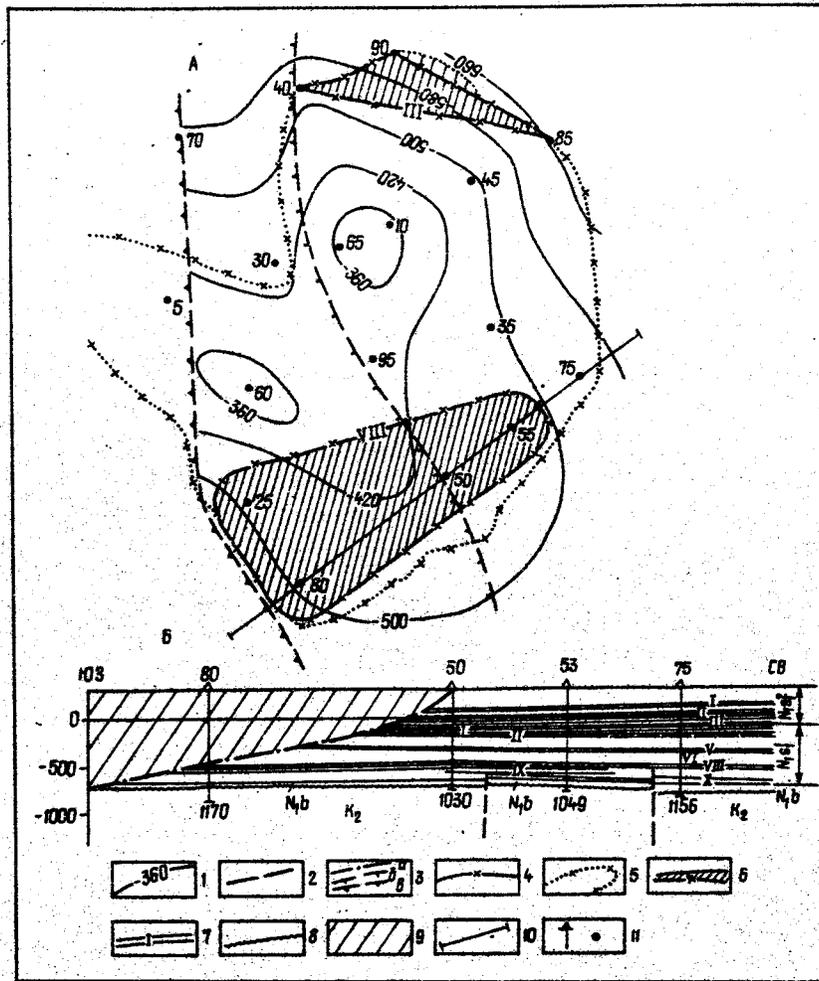


Рис. 32. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б) Кадобнянского месторождения (по Т.Г.Епихову с дополнениями авторов): 1 - изогипсы кровли VIII горизонта нижнедашавской подсвиты; 2 - тектонические нарушения; 3 - линия Стебнижского надвига: а - в разрезе, б - на поверхности, в - срез кровли VIII горизонта; 4 - ГВК и контур газовых залежей III и VIII горизонтов; 5 - общий контур газонасыщенности месторождения; 6 - газовые залежи; 7 - песчано-глинистые горизонты; 8 - линии стратиграфических несогласий; 9 - породы навалинутого покрова Внутренней зоны; 10 - линия геологического разреза; 11 - скважины.
О т л о ж е н и я : K_2 - верхнего мела; N_4b - бадена; подсвит нижнего сармата; N_5b - нижнедашавской, N_5a - верхнедашавской

песчаников по месторождению изменяется от 6 до 30%. В среднем для горизонтов верхнедашавской подсвиты она составляет 12 (I), 12,98 (II), 7,8 (III) и для горизонтов нижнедашавской подсвиты 13,1 (I), 15,6 (II), 23,5 (III), 17,2 (IV), 27,9 (VII), 24,0 (VIII), 27,7 (IX) и 16,2 (X). Средние эффективные мощности газовосных горизонтов 2,5-5,5 м, проницаемость от $(0,1-8,1) \cdot 10^{-3}$ мкм² и карбонатность до 25%.

Абсолютно свободные дебиты газа в основном небольшие. Газовые залежи в большинстве случаев литологически ограничены со всех сторон. В плане они имеют самую различную конфигурацию и для каждого горизонта в основном разную. Так, залежь I горизонта верхнедашавской подсвиты ограничена линиями, соединяющими скважины 65, 90, 85, 55; залежь II горизонта - соответственно скв. 40, 45, 35, 65 и залежь III горизонта - скв. 40, 85, 90. Залежи, находящиеся в горизонтах нижнедашавской

подсвиты, больше тяготеют к юго-восточной периклинали, реже к центральной и северо-восточной частям поднятия.

Пластовые давления почти всех залежей несколько ниже гидростатических.

В газе газовых залежей в среднем содержится (в %): метана 97-98,7, этана до 0,32, пропана 0,26, тяжелых углеводородов 0,35, CO₂ 0,20, азота до 2,25.

Залежи Калужского месторождения также спорадически распространены, как и залежи Кадобнянского. Они приурочены к песчаным горизонтам и линзам в основном нижнедашавской подсвиты. Залежи пластовые, послойные и литологически ограниченные со всех сторон. Некоторые из них тектонически экранированы поверхностью Стебнижского надвига, которым срезано юго-западное крыло Калужского конседиментационного поднятия. В северо-восточном направлении (в сторону Калужского разлома) увеличивается общая мощность миоценовых отложений, в низах разреза появляются новые песчаные горизонты, и, кроме того, вниз по разрезу возрастает $K_{плч}$, что отражается и на характере газонакопления. Месторождение, как и Кадобнянское, многопластовое. Химические составы газа газовых залежей также близки между собой.

Залежи Гриновского месторождения связаны с песчано-глинистыми горизонтами

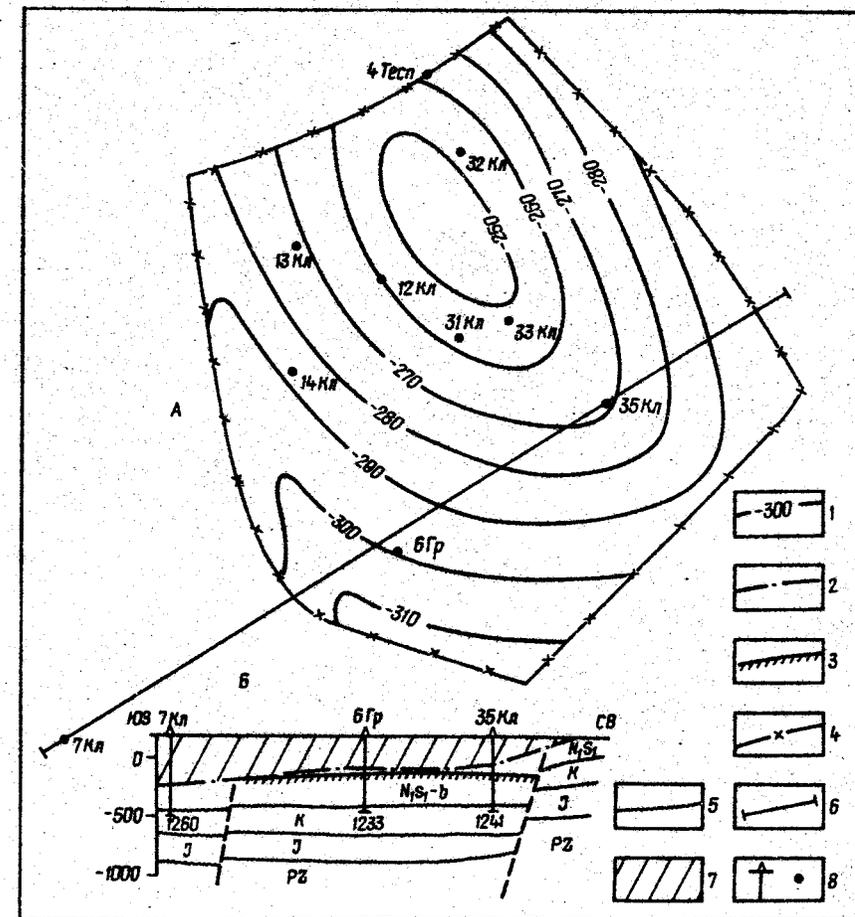


Рис. 33. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б) Гриновского газового месторождения (по М.А.Булю и Л.Т.Бойчевской, 1963): 1 - изогипсы кровли XV горизонта; 2 - линия Стебнижского надвига; 3 - кровля XV горизонта; 4 - ГВК; 5 - линии стратиграфических несогласий; 6 - линия геологического разреза; 7 - навалинутые породы Внутренней зоны; 8 - скважины площади.
О т л о ж е н и я : Pz - палеозоя; J - юры; K - мела; N_5b - нижнего сармата и бадена; N_5a - нижнего сармата

косовской свиты и нижнедашавской подсвиты. Всего выделено 17 газоносных горизонтов (снизу вверх): I—XIII, XIIIa, XIV, XIVa и XV. Горизонты I, II—VI, IX прослеживаются по всему поднятию. Пласты песчаников в горизонтах II, VII, X, XIII, XIIIa, XIV, XIVa и XV распространены относительно ограниченно по площади. Горизонты VII, XI, XII сложены частым чередованием тонких (от долей до нескольких десятков сантиметров) песчаных, алевролитовых и глинистых пропластков. Пористость песчаников и алевролитов, по данным лабораторных определений, изменяется от нескольких до 15 %, проницаемость от долей до 3,854 мкм².

По размытой донесогеновой поверхности и породам миоцена Гриновская структура представлена конседиментационными поднятиями (рис. 33); в направлении периклиналей и крыльев увеличивается мощность отдельных горизонтов. Юго-западное крыло поднятия срезано Стебникским надвигом. На северо-восточном крыле, погружающемся в сторону Калужского разлома, вместе с увеличением общей мощности сарматских и баденских отложений увеличивается и количество песчаного материала, в том числе вниз по разрезу.

Газовые залежи, залегающие на глубинах 550–1280 м, в основном прослойные, некоторые пластовые сводовые, литологически экранированные или ограниченные со всех сторон. Ряд залежей с юго-запада тектонически экранированы Стебникским надвигом. Пластовые давления всех залежей ниже гидростатических и изменяются от 5,3 до 9,3 МПа. Эффективные мощности газоносных горизонтов 0,6–6 м.

В газе газовых залежей содержится (в %) метана 93,25–99,56, этана 0,04–0,18,

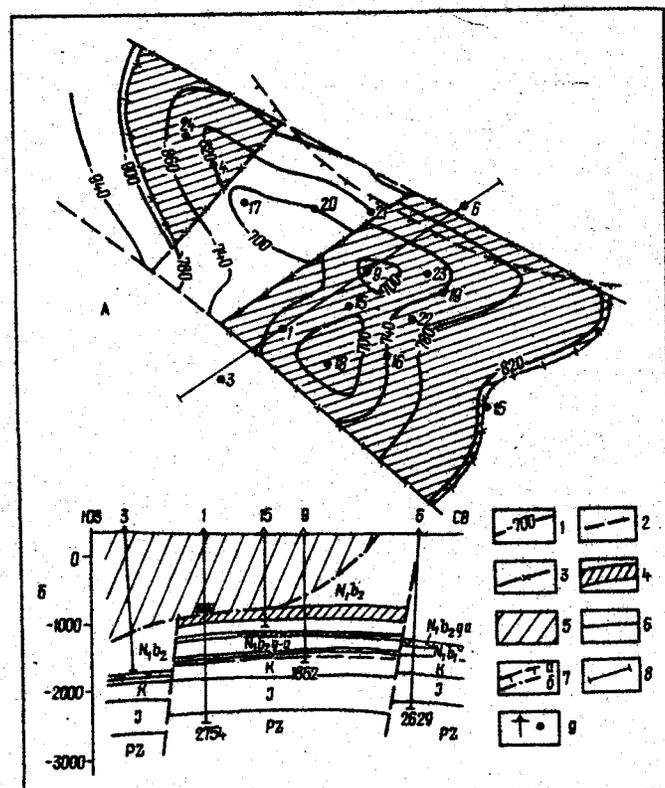


Рис. 34. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б) Богородчанского месторождения (по В.П.Баньковскому, С.И.Гривнаку, М.И.Шевчуку, В.О.Палагину и др., 1970):

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта верхнего бадена; 2 — тектонические нарушения; 3 — ГВК; 4 — газовые залежи; 5 — надвинутые породы Внутренней зоны; 6 — линии стратиграфических несогласий; 7 — линия Стебникского надвига; а — на поверхности, б — в разрезе; 8 — линия геологического разреза; 9 — скважины

пропана 0,25–0,4, бутана 0,10–0,30, пентана и высших углеводородов до 0,1, CO₂ 0–0,45, инертных газов до 0,08. Определенной закономерности в изменении химического состава газа в разрезе не наблюдается. Газ Гриновского месторождения по сравнению с таковым Калужского, Кадобнянского и Богородчанского, расположенных в центральной части Внeshней зоны, наиболее тяжелый с содержанием метана в среднем 95,15 %. Его количество увеличивается до 97,8 на Богородчанском и 98,32 % на Кадобнянском месторождениях.

Залежи Богородчанского месторождения, залегающие на глубинах 1050–1490 м, приурочены к песчано-глинистым горизонтам косовской свиты верхнего бадена. В скв. 1 притоки газа получены из надвинутых отложений стебникской и балчской свит карпатия на контакте с автохтоном (интервалы испытания 1190–1160, 1115–1050 м). Основные две залежи связаны с песчано-алевритовыми породами бадена.

Богородчанская структура представляет собой поднятие северо-западного простирания, расчлененное продольными и поперечными нарушениями на блоки с амплитудами смещения в низах разреза до 200 м (рис. 34). Эти блоки на площади погружаются в юго-западном направлении. Залежи газа выявлены в центральном блоке, на юго-западном крыле которого неогеновые отложения, включая и кровельную часть верхнего газоносного горизонта, в основном срезаны надвинутым покровом Внутренней зоны.

Коллекторами газа служат песчаники и алевролиты с пористостью от 6 до 26 % (в среднем 12 %) и проницаемостью от долей до 150·10⁻³ мкм².

Залежи прослойные, верхняя с юго-запада тектонически экранирована Стебникским надвигом. Пластовые давления ниже гидростатических и составляют 7,7–11,3 МПа. В газе газовых залежей содержится (в %): метана 97,82, этана 0,60, пропана 0,03, тяжелых углеводородов 0,01, CO₂ 0,55, азота до 1,05.

Залежи Яблунковского месторождения пластовые, прослойные, тектонически и литологически экранированные. Одна газовая залежь выявлена в породах нижнедашавской подсвиты, две — в косовской свите верхнего бадена. Месторождение расположено в зоне поперечного Маньявско-Покутского разлома (Угерско-Косовский блок). Пластовые давления газовых залежей в интервалах испытания 945–930 м и 1277–1265 м соответственно равны 10,8 и 11,5 МПа (скв. Ковалевка — Черешенка-16):

Газоносные песчаники и алевролиты имеют пористость 6–23 %, проницаемость до 59·10⁻³ мкм² и карбонатность 2–13 %. Местами песчаники замещаются алевролитами и глинами, в связи с чем происходит литологическое ограничение залежи; отдельные залежи распространены несовместно (рис. 35).

В тектоническом отношении газовые залежи связаны с поднятым блоком Богородчанско-Парыщенской структуры, в котором, как и в опущенных юго-западном и северо-восточном блоках, песчано-глинистые миоценовые отложения в основном наклонены к юго-западу.

В газе газовых залежей содержится (в %): метана 96,85–97,23, этана 0,085–0,19, пропана 0,018–0,035, тяжелых углеводородов 0,025–0,018, CO₂ 0,25–0,32, инертных газов и азота 2,21–2,74.

Залежи Ковалевско-Черешенского месторождения, связанные с песчаниками и алевролитами косовской свиты верхнего бадена и частично нижнедашавской подсвиты нижнего сармата, залегают на глубинах 1350–2005 м. Выделяемые в миоценовой толще песчаные горизонты, особенно в косовской свите, по площади распространены не повсеместно. Развитие песчаников, а следовательно, и пространственная приуроченность газовых залежей контролируются блоковым строением структуры. Кроме продольных здесь развиты и поперечные нарушения. Амплитуды конседиментационных сбросов изменяются от первых метров до 600 м. Некоторые из них секут почти всю неогеновую толщу (рис. 36).

Пласты песчаников в продольных блоках в основном выдвигаются в северо-восточном направлении. Блоковое строение территории обусловило и тектоническую изо-

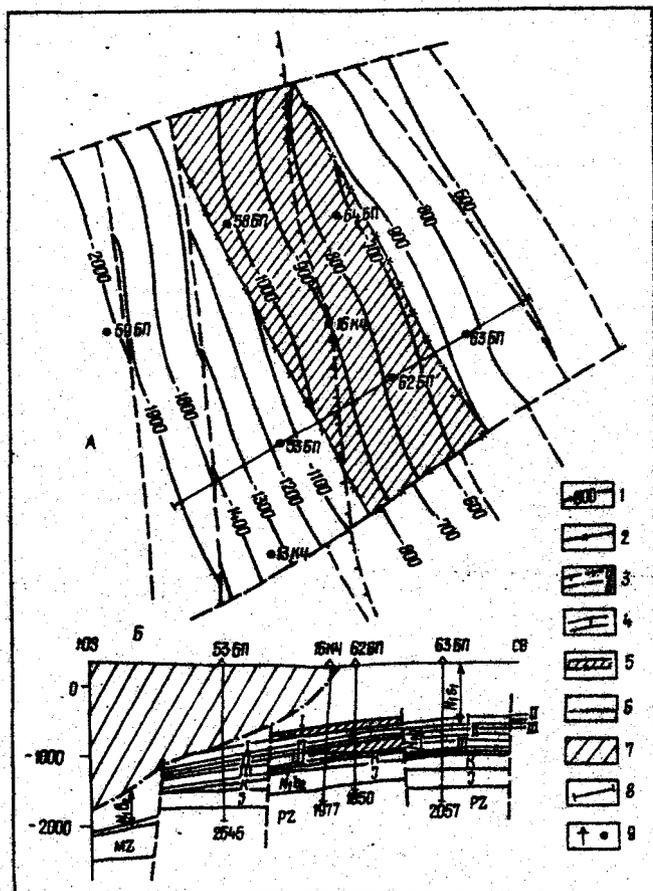


Рис. 35. Структурная карта (А) и поперечный геологический разрез (Б) Яблуновского месторождения (по С.И.Гривнаку и Н.А.Беве с дополнениями авторов):

1 - изогипсы кровли III песчано-глинистого горизонта; 2 - тектонические нарушения; 3 - линия Стебнижского надвига; а - на поверхности, б - в разрезе; 4 - песчано-глинистые горизонты; 5 - газовые залежи; 6 - линии стратиграфических несогласий; 7 - породы навалинутого покрова; 8 - линия геологического разреза; 9 - скважинные площадки: БП - Богородчаны - Парище; КЧ - Ковалева - Черешенка. О т л о ж е н и я : PZ - палеозой; MZ - мезозой; J - яри; K - мела; N_{1,2} -

верхнего бадена; N₃ - нижнего сармата

лиций залежей, которые, кроме того, пластовые, прослойные; одна залежь, вскрытая скв. 2 в интервале 1350-1380 м, литологически ограничена и тектонически экранирована.

Песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами газа, обладают открытой пористостью до 25 % и проницаемостью до $60 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Газоводяные контакты газовых залежей определены на отметках минус 1085-1627 м. Пластовые давления ниже гидростатических. Они на глубинах 1350-1380, 1497-1510 и 1995-2005 м равны 10,9; 11,6 и 18,4 МПа.

В газе газовых залежей Ковалево-Черешенского месторождения содержится (в %): метана 93,42-97,909, этана 0,088-0,05, пропана 0,012-0,15, изобутана 0,02-0,036, CO₂ 0,10-1,2, азота 1,54-5,82, водорода 0,008-0,07, аргона до 0,036 и гелия 0,084. В залежах этого месторождения, как и Яблуновского, количество метана уменьшается с глубиной, а плотность газа увеличивается.

Залежи Косовского, Черногузского и Славецкого месторождений находятся в песчано-глинистых горизонтах косовской свиты верхнего бадена и нижнего сармата.

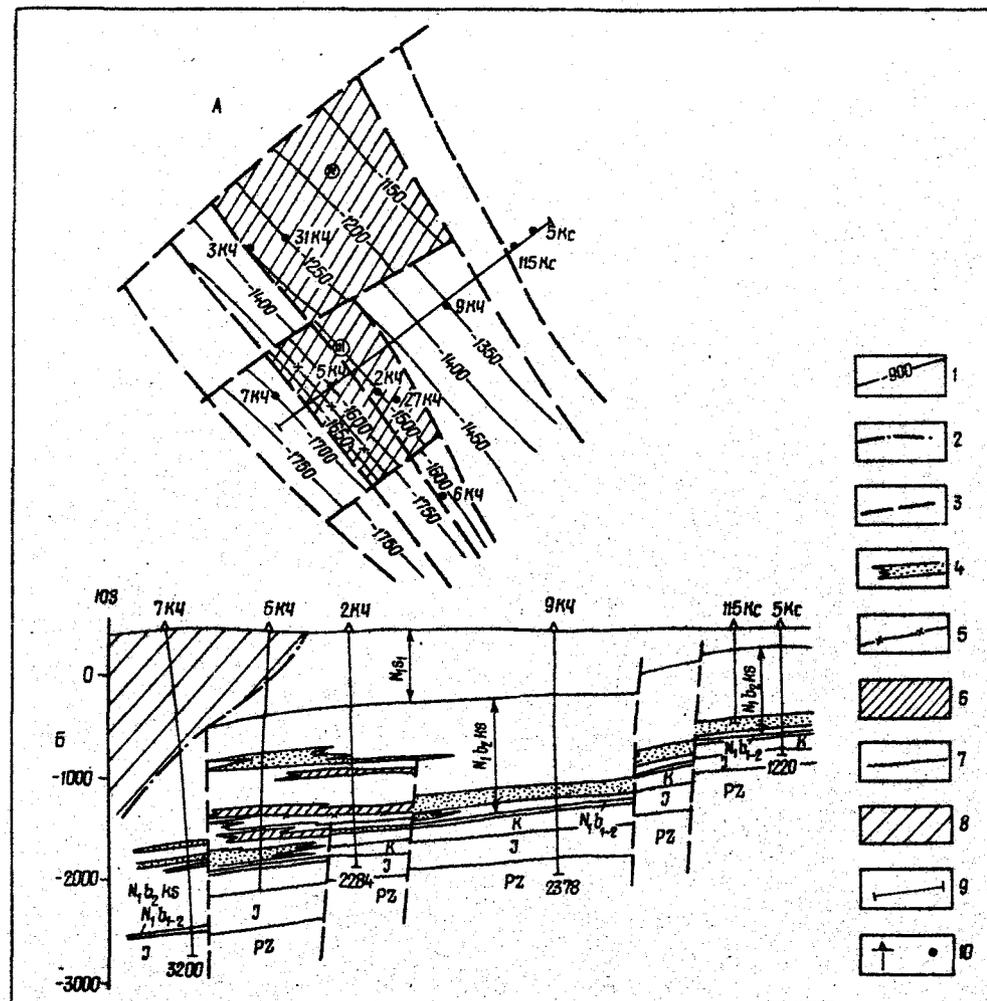


Рис. 36. Структурная карта песчано-глинистых горизонтов (А) и поперечный геологический разрез (Б) Ковалево-Черешенского месторождения (по И.И.Курильцу, Л.В.Ильбе и др., 1975, с дополнениями авторов):

1 - изогипсы кровли условных песчано-глинистых горизонтов; 2 - линия надвига; 3 - тектонические нарушения; 4 - песчано-глинистые горизонты; 5 - ГВК; 6 - газовые залежи; 7 - линии стратиграфических несогласий; 8 - навалинутые породы Внутренней зоны и Скибовых Карпат; 9 - линия геологического разреза; 10 - скважинные площадки: КЧ - Ковалева - Черешенка; Кс - Косов. О т л о ж е н и я : PZ - палеозой; J - яри; K - мела; N_{1,2} -

верхнего бадена; N₃ - нижнего сармата; N_{1,2} - косовской свиты верхнего бадена и N₃ - нижнего сармата.

Эти месторождения расположены на юго-западном склоне Сторожинецкого блока (поднятое крыло Косовского разлома).

На Косовском месторождении в отложениях верхнедашавской подсвиты выделено восемь горизонтов. Промышленно газоносные горизонты - У, VI-VIII. Четыре верхних (I-IV) почти полностью промыты поверхностными водами. В нижнедашавской подсвите газовые залежи связаны с I, II, III и V горизонтами, а в косовской свите с VI.

Косовская структура по отложениям миоцена представляет собой конседиментационное поднятие типа узкой брахиантиклинальной складки длиной 18-22 и шириной в контуре газоносности 2,5-3 км при высоте поднятия, вытянутого в северо-западном направлении вдоль Косовского разлома, до 50 м. Юго-западное крыло поднятия осложнено этим нарушением, в связи с чем распространенные на месторождении про-

0,001, азота 1,27-1,60 и CO_2 0,18-0,24. С глубиной количество метана несколько уменьшается.

Грушевский тип залежей

Газовые залежи этого типа во Внешней зоне Предкарпатского прогиба в основном связаны с баден-сарматскими отложениями. Они представлены небольшими обособленными скоплениями, связанными с зонами разломов. По строению напоминают инъекционные [62, 63]. В настоящее время ряд таких залежей выявлен в зоне Краковецкого разлома (рис. 20, 26, 38). Это залежи Грушевского, Сусливского, Новоселковского, Макушевского, Никловичского и некоторые - Майничского месторождений.

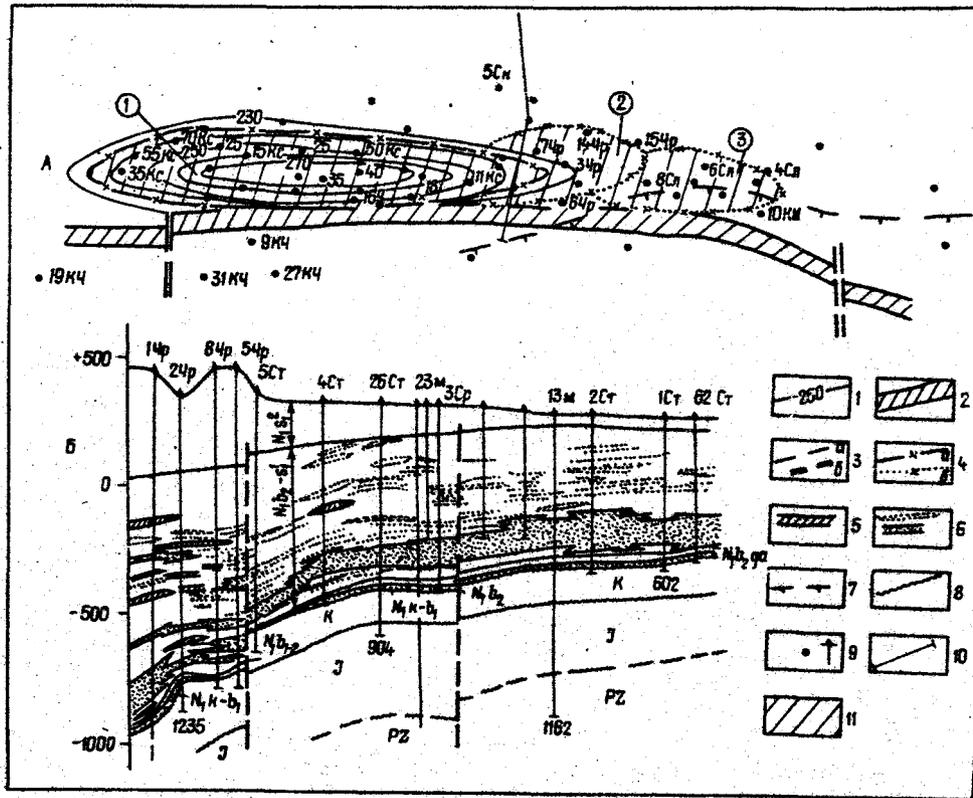


Рис. 37. Структурная карта Косовского месторождения (А) и поперечный геологический разрез (Б) (разрез по Б.П.Пелигчаку, 1983 с дополнениями авторов): 1 - изогипсы кровли U горизонта верхнебашавской подсвечи; 2 - региональный Косовский разлом; 3 - разрывные нарушения: а - продольные, б - поперечные; 4 - ГВК: а - U горизонта Косовского месторождения; б - общие для Черногузского и Славецкого месторождений; 5 - газовые залежи месторождений (цифры в кружках): 1 - Косовского, 2 - Черногузского, 3 - Славецкого; 6 - песчано-глинистые прослои и горизонты; 7 - поверхность линии берегов Карпат; 8 - линия стратиграфических несогласий; 9 - скважины площадей: Кс - Косовской, Чр - Черногузской, Сл - Славецкой, КЧ - Ковалевско-Черешенской, Ст - Сторожкинецкой, Ся - Снятинской, Ки - Коршев-Испасской, Зм - Замостьевской; 10 - линия геологического разреза; 11 - залежь газа

слоистые и пластовые сводовые залежи тектонически экранированы (рис. 37).

Черногузское и Славецкое поднятия находятся на юго-восточном продолжении Косовской структуры и расположены гипсометрически ниже соответственно на 20-50 и 30-100 м; они разграничиваются между собой как по миоценовым отложениям, так и по размытой донеогеновой поверхности небольшими синклиналильными перегибами. Общим для этих поднятий является увеличение мощности синхронных горизонтов бадена и нижнего сармата, а также $K_{пч}$ в юго-восточном направлении. На Черногузском и Славецком поднятиях песчаные горизонты в основном незначительно распространены по площади, что отразилось на условиях формирования в их пределах литологически экранированных (со всех сторон) газовых залежей. Некоторые залежи прослойные, пластовые сводовые. ГВК залежей находятся на отметках от минус 403 до плюс 235 м.

Коллекторами газа служат песчаники и алевролиты с пористостью от 5 до 33 %, проницаемостью от долей до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм² и карбонатность до 33 %. Пластовые давления газовых залежей всех трех месторождений меньше гидростатических. Коэффициент гидростатичности равен 0,698-0,820.

В газе газовых залежей содержится (в %): метана 97,95-98,24, этана 0,16-0,20, пропана 0,04-0,06, тяжелых углеводородов 0,10-0,14, инертных газов до

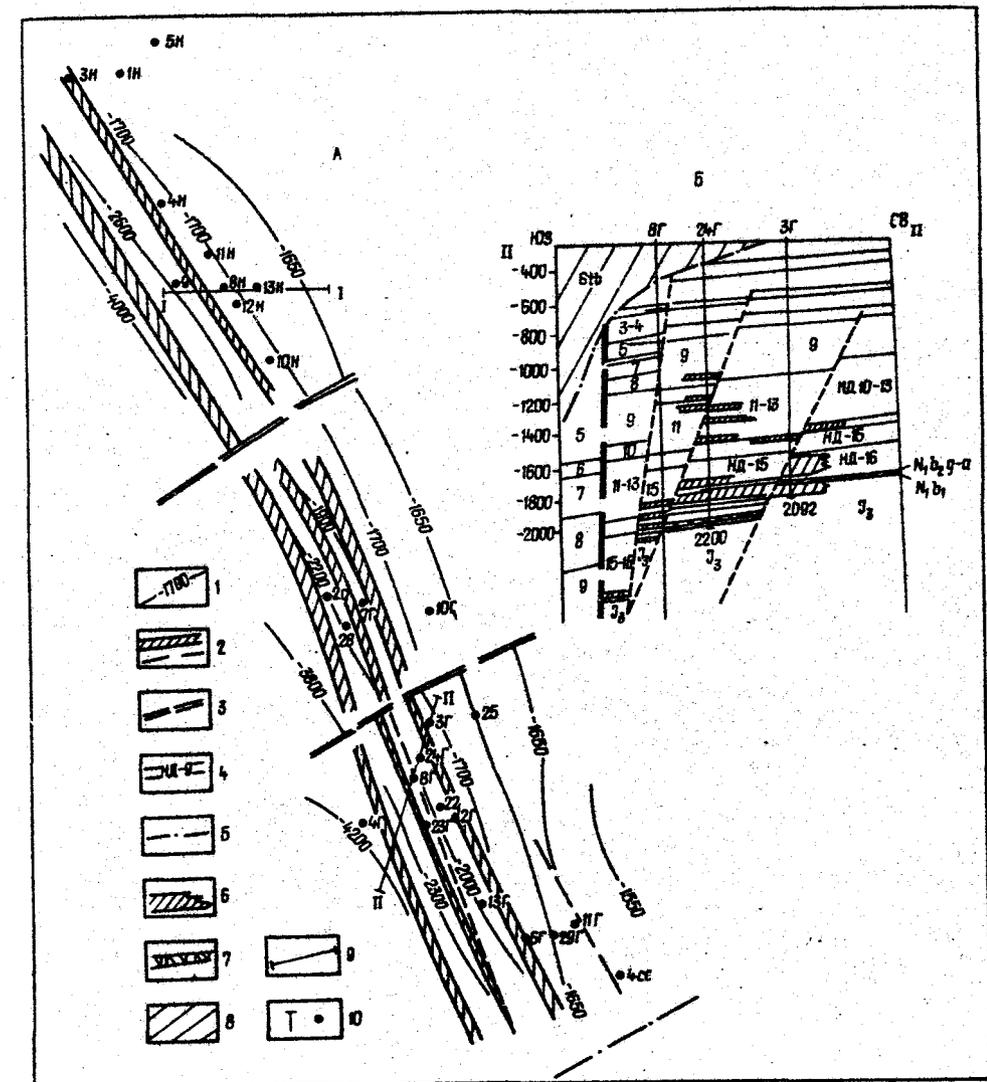


Рис. 38. Структурная карта Новоселковского и Грушевского газовых месторождений (А) и поперечный геологический разрез через Грушевское месторождение (Б): 1 - изогипсы донеогеновой поверхности; 2 - продольные, 3 - поперечные; 4 - песчано-глинистые горизонты нижнебашавской подсвечи; 5 - линия Стебницкого нальвига; 6 - газовые залежи; 7 - гипсоангидритовый горизонт верхнего бадена; 8 - нальвиутные породы Внутренней зоны; 9 - линия геологического разреза; 10 - скважины площадей: Н - Новоселки, Г - Грушев, Сс - Суслив

На первоначальном этапе разведки этих месторождений предполагалось, что газовые залежи в их пределах значительно распространены по площади. Однако бурением эксплуатационных скважин эта точка зрения не подтвердилась. Выяснилось, что газовые залежи очень мелкие и локализируются вдоль тектонических нарушений. Газовые скопления обычно приурочены к нижним горизонтам нижнедашавской подсыти (НД-10 - НД-16), $K_{пл}$ которых в основном ниже 0,5. Песчаные прослои прерывистые и между ними нет гидродинамической сообщаемости. Вдоль нарушений отмечается большая концентрация песчаников, которые не выдержаны в разрезе, в связи с чем каротажные диаграммы скважин плохо коррелируются. Это также обусловлено тектонической сложностью горизонтов и их повышенной трещиноватостью вдоль разломов, что повлияло на неравномерную газонасыщенность разреза. Ширина газонасыщенности горизонтов в блоках составляет 50-200 м. При опробовании газоносных горизонтов почти везде были получены притоки газа с пластовой водой, иногда - газодлянные фонтаны. На гидродинамическую разобщенность газовых залежей указывают величины пластовых давлений, которые в разных блоках различны и близки к гидростатическим. В газе газовых залежей отмечается высокое содержание азота (5-10 %), что характерно для газов, растворенных в воде.

Верхние песчано-глинистые горизонты нижнедашавской подсыти (НД-1 - НД-9), обладающие повышенной песчаностью, в большинстве случаев обводнены. Исключение составляют участки, где имеются благоприятные условия для тектонического экранирования, и здесь образовались скопления газа (скв. Грушев-8 и Новоселки-13).

Коэффициент песчаности отдельных горизонтов баденских и нижнесарматских отложений не превышает 15-20 % общей мощности. Пористость песчаников и алевролитов - 8-17, редко превышает 15-20, газонасыщенность 50-70 %, проницаемость от долей до $(100-150) \cdot 10^{-3}$ мкм². Газоносными на Никловичском месторождении являются горизонты НД-7, 8, залегающие на глуб. 1150-1500 м. Пластовые давления их равны гидростатическим или несколько ниже - 12,1-13,4 МПа. На Макуневской площади приток газа получен лишь в скв. 2 на глуб. 2150-2130 м при пластовом давлении 24,8 МПа.

Газовые залежи Сусливского месторождения связаны с горизонтом НД-15. В скв. 2, вскрышей залежи на глубинах 2530-2495 и 2475-2425 м, пластовые давления составили 39 и 31,8 МПа. Коэффициент сверхгидростатичности превышает 1,5. В газе содержится (в %): C_1H_4 93,629, C_2H_6 0,818, C_3H_8 - 1,594, TU 1,768, N_2 0,880 и CO_2 1,311.

Газоносными на Новоселковском месторождении являются горизонты НД-8, 9, 15 и 16 и породы косовской свиты, залегающие на глубинах 950-2000 м. В газе газовых залежей содержится (в %): C_1H_4 96,957, C_2H_6 0,642, C_3H_8 0,442, TU 0,173, N_2 1,073, N_2 0,002 и CO_2 0,24.

Грушевское месторождение расположено в юго-восточной части Краковецкой зоны разломов. Газоносными являются горизонты НД-2, 5, 9, 11-16 и отложения косовской свиты. Газовые залежи выявлены на глубинах 980-2200 м. Они локализируются вдоль зон разломов. В газе содержится (в %): метана 93,91-96,96, этана 0,527-1,164, пропана 1,247, тяжелых углеводородов 1,364-1,254, азота 0,340-1,740, водорода 0,0559 и CO_2 от 0,317 до 0,517. На этом месторождении получены максимальные дебиты газа. С глубиной закономерно увеличивается плотность газа и в нем уменьшается содержание метана. Больше всего метана (97,213 %) в газе Никловичского месторождения. Наиболее тяжелый газ оказался на Сусливском месторождении и в нижних горизонтах Грушевского, где по составу он близок к газам Залужанского и Майничского месторождений. Во всех этих залежах в газе содержится конденсат, а в скв. Грушев-2 из интервала 2075-2035 м (горизонт НД-16) вместе с конденсатом получен приток нефти плотностью 0,7496 г/см³.

На Майничском месторождении, расположенном в наиболее погруженной части Краковецкой зоны разломов, газовые залежи выявлены в горизонтах НД-12-16, залегающих на глубинах 2860-3860 м (см. рис. 20).

Г Л А В А III. ОБРАЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Нами приведены некоторые закономерности в изменении свойств газов и пластовых вод, рассмотрена природа сверхгидростатических пластовых давлений, а также наклонных и вертикальных ГЕК газовых залежей. Это вместе с развитием в осадочном комплексе отложений многочисленных разнонаправленных и разноамплитудных нарушений и выявленными закономерностями распределения по площади и разрезу толщи литофаций продуктивных отложений дополняет существующие взгляды на условия формирования и размещения газовых залежей во Внешней зоне Предкарпатского прогиба.

Газ большинства газовых залежей Внешней зоны по составу относится к "сухим" с преобладающим содержанием метана (95-99,3 %). Наиболее "сухой" газ в нижнесарматских залежах Свидницкого и Ходновичского месторождений, где содержание метана до 99,3 %; в залежах Кавского и Угерского месторождений, а также сеновских залежах Икноутерского, Угерского и Бильче-Волицкого месторождений содержание метана изменяется от 98,53 до 99,36 и уменьшается до 95,04 и 96,24 % в сеновой и прской залежах соответственно Медничского, Летнянского и Рудковского месторождений. Самый тяжелый газ с содержанием метана 93-96 % связан с наиболее погруженными сарматскими залежами Залужанского и Сусливского месторождений, расположенных в зоне Краковецкого разлома или вблизи него. В центральной и юго-восточной частях Внешней зоны меньше всего метана (93-96 %) имеется в нижнесарматских и баденских залежах Гринковского и Ковалевского месторождений.

Пластовые воды нефтегазоносных отложений по своему составу относятся к хлоридносульфатному и гидрокарбонатно-натриевому типам (по классификации В.А. Сули-на, 1948).

В гидрогеологическом отношении в разрезе мезозойских и кайнозойских отложений выделяются два основных водогазовых этажа. В нижнем, объединяющем породы палеозоя, мезозоя, карпатия и нижнего бадена, преобладают воды трещинно-пластового типа. Верхний этаж охватывает отложения бадена и нижнего сармата общей мощностью от первых сотен метров до 5,5 км. В нем в песчаных горизонтах содержатся воды порово-пластового типа, которые обычно гидродинамически не связаны. Являясь водоупором, хемогенная террасная свита разделяет эти два водоносных этажа.

Минерализация палеозойских и мезозойских вод увеличивается с глубиной от 50 до 173 г/дм³. Дебиты вод в разных скважинах изменяются от первых кубометров до 380 м³/сут.

Воды баден-сарматских отложений имеют меньшую минерализацию, в основном 6-70, реже 88-105 г/дм³ (скважины Новоселки-3, Солонец-2). Также увеличивается минерализация вод баден-сарматских отложений на контакте с соленосными образованиями Внутренней зоны прогиба (в скв. Ходновичи-38 - 150 г/дм³).

На отдельных площадях в миоценовых отложениях выделяются две гидрохимические зоны. Песчаные комплексы Ходновичского месторождения до глубин 1000-1300 м (верхняя зона), например, содержат воды хлоркальциевого типа с минерализацией 23-68 г/дм³. Эти глубины определяют на месторождении нижнюю границу залегания газоносных комплексов. Для нижней зоны характерны воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 12-27 г/дм³. Отличительным гидрохимическим признаком этой зоны является повышенное содержание сульфатов. Воды сульфатно-натриевого ти-

на получены на Грушевском месторождении (скв. 4, интервал 3200–3215 м). вполне возможно, что это связано с наличием в низах миоценовых отложений гипсоангидритового горизонта, породы которого залегают во Внешней зоне на различных глубинах и могут влиять на формирование состава пластовых вод.

Воды газоносных горизонтов верхнедашавской подсуиты Свидницкого месторождения гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типов с минерализацией 5,5 г/дм³ и выше, а нижнедашавской подсуиты – хлоркальциевые и хлормагниево-натриевые с еще более низкой минерализацией [158].

Химический состав пластовых вод Внешней зоны прогиба, их высокая минерализация и наличие повышенных концентраций микрокомпонентов (иода, брома) характеризуют застойный режим и отсутствие водообмена, что благоприятствует сохранению залежей газа.

Газовые залежи Внешней зоны пространственно тесно связаны с разрывными тектоническими нарушениями. Формирование прской залежи Рудковского месторождения, например, объясняется миграцией газа по Краковецкому и Судовишнянскому разломам или Городокскому сбросу [144]. В.Н.Утробин считает, что сарматские залежи этого месторождения образовались вследствие струйной и диффузионной миграции газа. С миграцией по тектоническим разрывам связывают появление нефти в известняках при и нижнего мела Кожановского и Судовишнянского месторождений [36]. Некоторые исследователи [52], кроме вертикальной миграции, большую роль при формировании нефтегазовых залежей Внешней зоны отводят и латеральной. На северо-западе зоны она осуществлялась из района Сев. Медницки, где, по их мнению, сочленяются Предкарпатский, Краковецкий и Судовишнянский разломы, в северо-западном и юго-восточном направлениях.

По данным геофизических исследований и буровых работ, продольные разломы пересекаются и смещаются поперечными дислокациями, главными из которых являются Днестровская, Дрогобычско-Щирецкая, Стрыйская, Манявско-Покутская. Учитывая изменения по площади и разрезу химического состава газа газовых залежей, их гидродинамические и другие особенности, можно считать, что основными проводниками флюидов во Внешней зоне были места пересечения поперечных Дрогобычско-Щирецкой, Стрийской, Манявско-Покутской зон разломов с продольными Краковецкой, Городокской, Калужской, Косовской, Назавизовской, Предкарпатской и другими.

На основании приуроченности многих месторождений Внешней зоны к Стебникскому нальвику некоторые исследователи считают зону этого нальвига местом миграции флюидов. Известно, что нальвики образуются под действием тангенциальных сил, в результате чего в зоне контакта породы автохтона и аллохтона прилегают очень плотно [149]. Нальвики обычно играют роль экранов. Они изолируют залежи нефти и газа, находящиеся в их лежачем боку, и создают условия для длительного сохранения залежей. Об экранирующих свойствах Стебникского нальвика свидетельствует положение ГВК газовых залежей, которые в разных горизонтах месторождений, расположенных вдоль нальвига, находятся на глубинах от 400 до 3500 м. В ряде залежей Ходновичского, Садковичского, Пынянского, Залужанского и других месторождений эти контакты наклонные. Они часто погружаются в направлении нальвига. Величина наклона ГВК для залежей Ходновичского месторождения составляет 4–16 м на 1000 м протяжения залежи [100, 118, 159, 161].

Наклонное положение этих контактов на месторождениях Внешней зоны обусловлено фаціальными изменениями газоносных отложений. Наибышие отметки положения ГВК в залежах зафиксированы на участках структур с хорошими коллекторскими свойствами, каковыми, например, являются юго-восточные периклиналы Ходновичского, Пынянского и Залужанского месторождений. В случае даже частичной проницаемости Стебникского нальвига эти контакты, очевидно, были бы подняты в его сторону.

Таким образом, миграция газа к местам скопления, очевидно, происходила в основном по тектоническим нарушениям. Об этом, в частности, свидетельствуют уже

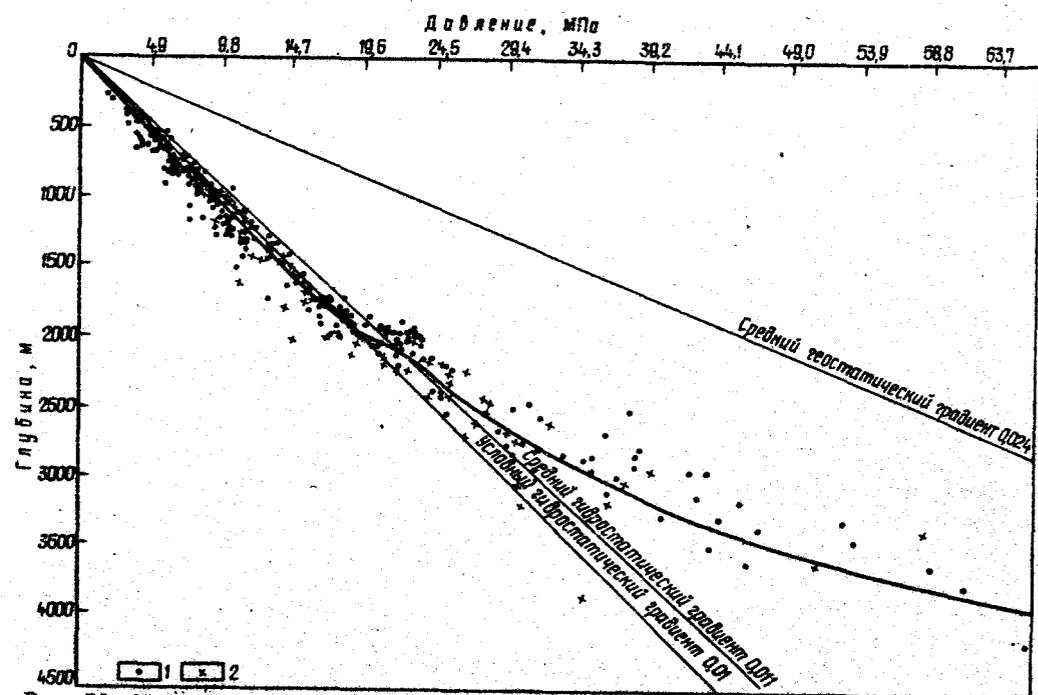


Рис. 39. Изменение пластовых давлений с глубиной в газовых (1) и водных (2) залежах Внешней зоны Предкарпатского прогиба

упоминавшиеся данные о химическом составе газа. С удалением на северо-запад и юго-восток от Дрогобычско-Щирецкой зоны разломов и вверх по разрезу в газе увеличивается содержание метана, что связано с сорбционными свойствами пород, по которым он мигрировал. Вблизи Дрогобычско-Щирецкой зоны разломов и с приближением к Манявско-Покутской глубины залегания газовых залежей увеличиваются. Безусловно, при формировании газовых залежей Внешней зоны, кроме преобладающей роли вертикальной миграции флюидов, могла иметь место боковая и латеральная. Она происходила по разрывным нарушениям, главными из которых, кроме поперечных, являются глубинный Предкарпатский и региональные продольные (Краковецкий, Княжичский, Назавизовский) разломы, а также по песчано-глинистым породам ("литологическим окнам").

Немаловажное значение при формировании газовых залежей Внешней зоны имеет природа сверхгидростатических пластовых давлений (СГПД). Такие давления изучались в газоносных и водоносных горизонтах миоценовых, мезозойских и палеозойских отложений. Анализ пластовых давлений показал, что для большинства газовых залежей, залегающих на глубинах до 1900–2000 м, они равны гидростатическим или близки к ним. С увеличением глубин залегания горизонтов давление в залежах увеличивается и становится сверхгидростатическим (рис. 39). Это – Пынянское, Залужанское, Сусливское, Майничское, Грушевское и Макуневское месторождения, Мостиская, Чижевичская, Калиновская, Ижнопарская и другие площади, расположенные в наиболее погруженном Круженичском блоке и в зоне Краковецкого разлома, которая ограничивает этот блок с северо-востока, а также Лопушнянское нефтегазовое месторождение, расположенное в крайней юго-восточной части Внешней зоны.

Термин "сверхгидростатическое пластовое давление" предложен В.В.Колодием [74, 75]. Сверхгидростатическим он считает давление в водоносном пласте (или прилегающее к водоносной части пласта), удовлетворяющее неравенству

$$P_{ср} > 0,0098 H \gamma,$$

где $P_{ст}$ - сверхгидростатическое пластовое давление, МПа; H - глубина замера давления, м (от устья скважины); γ_f - средневзвешенная плотность воды, г/см³ (в пластовых условиях).

В.В.Колодий относительное отклонение пластового давления от гидростатического предлагает выражать через коэффициент сверхгидростатичности

$$K_{ст} = \frac{102,04 P_{ст}}{H \gamma_f},$$

где $P_{ст}$ - пластовое давление.

В исследуемом регионе $K_{ст}$ залежей (в том числе и водоносных), залегающих глубже 1900 м, изменяется от 1,181 до 1,758 кг/см² на 10 м глубины. При этом на Пинянском, Залужанском, Майничском и Сусоливском месторождениях пластовые давления по абсолютным значениям увеличиваются быстрее, чем геостатическое. Это противоречит распространенной гипотезе, согласно которой СГЩ в залежах сохраняются благодаря геостатическому давлению. Наличие СГЩ в нижних газоносных и водоносных горизонтах нижнего сармата и бадена, а также отсутствие их в горизонтах, залегающих до 1900 м, также не согласуется с данными некоторых исследователей о преобладающей роли далекой латеральной миграции флюидов.

Различают первичные и вторичные (сингенетичные и эпигенетичные) СГЩ. Согласно работам [74, 75, 95], первичные пластовые давления, характерные в основном для молодых осадочных толщ, обусловлены уплотнением глинистых пород и отжатием поровых растворов в коллекторы. СГЩ возникают при интенсивных компенсированных опусканиях и слабом оттоке воды в коллекторы, залегающие среди глин.

Некоторые исследователи ставят под сомнение образование СГЩ за счет дегидратации монтмориллонитовых глин или гипсоносных отложений [85]. Считается, что СГЩ возникают вследствие превращения энергии флюидов, поступающих в осадочную толщу из дегазирующихся масс мантии [3].

Вторичными (для данной толщи) считаются трансформированные первичные СГЩ, которые образуются в земной коре на больших глубинах и формируются путем восходящего движения флюидов по зонам разломов [74, 75].

Нет единого мнения и в отношении природы СГЩ в залежах Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Образование в ней таких залежей происходило в результате вертикальной миграции флюидов по трещиноватым зонам и тектоническим нарушениям из нижних частей разреза в верхние. Снижение давлений до гидростатических связывается с частичным рассеиванием газа и его миграцией в верхние горизонты по участкам структуры с высоким содержанием песчаников и повышенными коллекторскими свойствами [159], как это было установлено для газовых месторождений юго-восточной части зоны [122]. К таким участкам относятся юго-восточные периферии Ходновичского, Пинянского, Залужанского, юго-западные крылья Грушевского, Сусоливского, северо-восточные крылья Залужанского, Гриновского и других поднятий миоценового возраста. В региональном плане максимальное количество песчаников приурочено к участкам интенсивного прогибания блоков фундамента вдоль региональных продольных зон разломов.

Возможность рассеивания газа доказана изменением над залежами с СГЩ физических свойств пород-покрышек, проявившееся в их разуплотнении под воздействием повышенного внутрипорового давления, что фиксируется уменьшением электрических сопротивлений глин и их плотности [42, 86]. Одновременно в породах-покрышках уменьшаются удельное сопротивление и скорость распространения сейсмических волн, возрастает пористость [45, 46].

Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба в горизонтах с СГЩ отмечается опреснение пластовых вод. До глубины 1900 м, где пластовые давления в залежах близкие или равны гидростатическим, воды хлоркальциевого типа с минерализацией 19-50 г/дм³, а встречающиеся в нижнесарматской песчано-глинистой толще маломощные и немногочисленные прослои туфов почти полностью замещены монтмориллонитом [41].

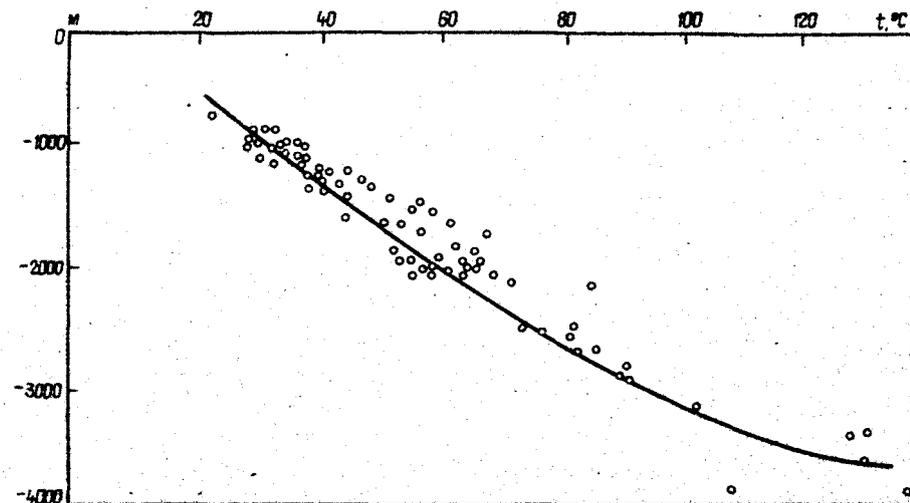


Рис. 40. Изменение температур с глубиной в газо-водяных залежах Внешней зоны Предкарпатского прогиба

В залежах с СГЩ воды гидрокарбонатно-нитриевого типа, минерализация их 10-21 г/дм³, что объясняется их разбавлением "межслоевой" водой, освобождавшейся при дегидратации глин [91]. Вместе с тем происходит минеральное преобразование баденских и нижнесарматских глин, сложенных в основном гидрослюдами и монтмориллонитом. Ниже глубины 1900 м монтмориллонит, как и в других районах [177], постепенно переходит в иллит. Особенно интенсивно этот переход начинается при температуре 86 °С и происходит со скоростью, пропорциональной геотермическому градиенту [175].

Во Внешней зоне температуру 86 °С имеют горизонты, залегающие на глубинах 2800-3000 м (рис. 40), которым отвечает второй изгиб кривой пластовых давлений (см. рис. 39). Первое резкое отклонение кривой, отвечающее началу образования СГЩ, связано с интервалом 1900-2000 м. На глубинах 2800-3000 м $K_{ст}$ в залежах равен 1,3-1,4. Ниже в глинах резко снижается содержание монтмориллонита, который переходит в гидрослюда, освобождая при этом значительное количество "межслоевой" воды (ее содержание в монтмориллоните составляет 24, в гидрослуде - порядка 10 %). В результате уменьшается минерализация и увеличивается объем пластовой воды, что сопровождается возникновением в литологически экранированных и ограниченных со всех сторон газовых залежах СГЩ. Поэтому выяснение причин образования залежей с СГЩ имеет большое теоретическое и практическое значение. Несвоевременное выявление таких давлений ведет к открытому фонтанированию и всевозможным осложнениям в процессе бурения скважин, а иногда и к ликвидации их.

На основании выполненных нами исследований установлено, что ниже глубины 3000-3200 м монтмориллонита как свободного минерала практически нет (см. рис. 3, 4). Эти исследования подтверждают вывод [91], что, кроме миграции флюидов из нижних горизонтов в верхние по тектоническим нарушениям к участкам с повышенным $K_{ст}$, причинами возникновения СГЩ в миоценовых залежах Внешней зоны отчасти являются катагенетические преобразования минералов (главным образом переход монтмориллонита в иллит), уплотнение пород, термобарические условия и степень песчаности разреза [90, 91].

Установление природы СГЩ в определенной степени дополняет сведения об условиях сохранения газовых и нефтяных залежей; СГЩ в залежах возникают при условии достаточной изоляции пластов-коллекторов. Чем моложе отложения и больше толщина глин, тем больше возможности формирования таких залежей. Но большая мощность глинистых перемычек не является единственной необходимостью существования залежей со значительными СГЩ.

На примере Пинянского, Залужанского и других месторождений видно, что гли-

нистые перемычки даже небольшой мощности служат хорошим экраном газовых скоплений, часто разделяя залежи с СГЩ с вышележащими, где пластовые давления близки к гидростатическим. На Пинянском месторождении глинистая покрывка мощностью 7-9 м разделяет залежи горизонтов НД-7 и НД-8 с разницей пластовых давлений до 54, а на Залужанском месторождении эта разница для горизонтов НД-12А и НД-12Б равна 127 кг/см² при такой же мощности глинистой перемычки [90, 159]. Это отчасти также свидетельствует о внутрипластовой природе СГЩ и о совсем недавнем геологическом времени формирования газовых залежей.

На основании составленного графика отношения мощности нефтегазодерживающих глинистых покрывок к высоте газовых залежей, которые они экранируют, Г.П.Сверчков [134] пришел к выводу, что покрывки мощностью более 60 м могут надежно экранировать залежи с высотой до 50 м и будут пропускать газ из залежей с высотой около 100 м и более. Для надежного экранирования газовой залежи высотой 100 м необходима минимальная мощность покрывки 90-100 м; глинистые покрывки меньшей мощности будут пропускать газ, обуславливая формирование залежей в залегающих выше горизонтах. Г.П.Сверчков указывает, что небольшая высота залежей вызвана и другими геологическими причинами: небольшой амплитудой структурных ловушек, неполным заполнением структур в связи с нехваткой углеводородов и др.

Рассматривая условия формирования газовых залежей, В.Ф.Линский [92] отмечает, что газ будет заполнять лишь те слои и линзы, проницаемость которых соизмерима с проницаемостью разрывов. Это значит, что газ будет заполнять только те горизонты, проницаемость которых равна проницаемости разрывных нарушений или больше ее и не будет проникать в слои с меньшей проницаемостью. Этим, очевидно, объясняется чередование газоносных и водоносных горизонтов на месторождениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Многопластовость месторождений и значение высоты залежей при их формировании освещены и в других работах [68, 97, 129 и др.]

На основании экспериментальных и фактических материалов А.Д.Козлов установил, что каждый маломощный раздел может выдержать определенную разницу напоров флюидов, находящихся в соседних проницаемых пластах. Соответственно каждый слабопроницаемый пропласток может удерживать нефтяную или газовую залежь не выше определенной для него высоты. Это и контролирует распределение газа и нефти в многопластовых месторождениях. К выводу о преобладающем значении высоты залежей при формировании многопластовых месторождений пришли также Г.Х.Дикенштейн, Г.А.Аржевоцкий и В.П.Строганов [44].

Газовые месторождения Внешней зоны в основном многопластовые. Наличие в разрезе миоценовых залежей выше ГВК водоносных прослоев мы объясняем неоднородностью строения продуктивной толщи и условиями формирования газовых скоплений. Водоносными, как правило, являются маломощные прослойки песчаников и алевролитов, обладающие плохими коллекторскими свойствами. Относительно формирования газовых залежей мы считаем, что при поступлении в ловушку флюид в первую очередь заполняют пласты и пропластки с лучшими коллекторскими параметрами. В отличие от него седиментационная вода из низкопористых прослоев не вытеснялась газом или же заполняла собой эти прослойки, чем и объясняется образование во многих залежах Внешней зоны вертикальных ГВК. Такие контакты на всех конседиментационно развивавшихся поднятиях контролируются положением разрывных нарушений, которые влияли на распространение в блоках определенных литофаций и на условия газоносности продуктивных отложений.

На участках структур с повышенным $K_{пл}$ и лучшими коллекторскими свойствами существовали более благоприятные условия для заполнения их флюидами. Гравитационное распределение газа и воды здесь происходило значительно быстрее. Выравнивание ГВК до горизонтального положения препятствовали различные по структуре литологические условия. Этим и объясняется наличие во многих газовых залежах наклонных ГВК, погружающихся от периклиналей к сводам или крыльям структур, т.е.

в сторону снижения песчаности и ухудшения емкостных свойств пород-коллекторов.

У.Л.Рассел [119] также объясняет наклонное положение ГВК и ГВК изменением литологических условий. Он пишет, что пропластки глин в коллекторе, пакки переслаивания сланцев с песчаниками, зоны плотно сцементированных пород и непроницаемые поверхности тектонических нарушений могут разделить коллектор на участки, в каждом из которых уровень краевой воды будет разным, что, по его мнению, также может препятствовать выравниванию поверхностей контактов.

Подобный вывод сделал и Р.М.Новосилецкий на примере нефтяных месторождений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, полагая, что разное положение в залежах ГВК обусловлено сменой проницаемости и направлением миграции флюидов [99]. Он писал, что наклон контакта образовался вследствие боковой миграции в малопроницаемых коллекторах, где выравнивание контактов должно происходить на протяжении длительного времени. При низкой проницаемости коллекторов полного выравнивания контактов до горизонтального положения, очевидно, не может произойти, поскольку энергии, образовавшейся в результате разницы плотностей пластовых флюидов в приконтактной части, для этого недостаточно.

Другую причину существования наклонных контактов У.Л.Рассел усматривает в возможности наличия незамкнутых резервуаров. Он указывает, что если бы поверхности контактов нефть - газ и газ - нефть везде были горизонтальными, все ловушки, вмещающие нефть и газ, были бы замкнутыми.

Резюмируя результаты исследований и литературные данные, можно говорить, что наклонное положение ГВК и наличие в отложениях бадежа и нижнего сармата Внешней зоны Предкарпатского прогиба газовых и газонефтяных залежей с СГЩ свидетельствует о недавнем (послесарматском) образовании углеводородных скоплений. За относительно короткий промежуток геологического времени ГВК не успели выровняться до горизонтального положения, а СГЩ не снизились до условных гидростатических.

Г Л А В А I V. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ И ФОРМИРОВАНИЯ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Все факторы, влияющие на процесс разработки газовых залежей, а в итоге на конечную газоотдачу, принято делить на геологические и технологические [120, 128]. Геологические - это природные факторы, определяемые геологическим строением месторождения, физико-химическими особенностями продуктивного горизонта, активностью водоносной системы, глубиной нахождения газовой залежи. Технологические - это факторы, которые можно задавать или в некоторой степени регулировать в процессе разработки. К ним относятся размещение скважины, режим их эксплуатации, темпы отбора газа из пласта, методы воздействия на пласт и т.д. Технологические факторы выбираются и задаются исходя из экономических соображений на основании изучения геологических особенностей месторождения. Геологические факторы являются определяющими при прогнозировании добычи и полноты извлечения газа из пласта, залежи, месторождения и газonosного района в целом.

Полнота извлечения газа из пласта приобретает важное значение уже на стадии проектирования разработки для более обоснованного распределения капиталовложений. Эта тема остается актуальной в процессе всего периода разработки месторождения, когда реализуются мероприятия, направленные на увеличение конечной газоотдачи. Особый интерес представляет полнота отбора газа из залежей и месторождений, уже завершаемых разработкой. С одной стороны, это опыт, который можно использовать для разработки новых залежей, с другой, - поиск новых возможностей более полного извлечения сырья.

На основании обобщения многочисленных исследований и фактических материалов по близким к завершению разработкой месторождениями Советского Союза (в том числе и предкарпатским) считается, что наиболее вероятная газоотдача составляет 90-95 для газового и 78-82 % для упруговодонапорного режимов [78, 120]. Промысловые данные по Предкарпаты в основном отвечают этим выводам [65]. Детальные изучения позволили усомниться в том, что приводимые значения коэффициентов конечной газоотдачи соответствуют фактической полноте извлечения газа из конкретной залежи.

Конечная газоотдача определяется как отношение суммарного отбора газа из залежи на момент прекращения его добычи к начальным запасам. Начальные запасы газа по каждой залежи обычно определяются объемным методом перед вводом ее в разработку. Через 2-4 года после ввода в разработку запасы газа пересчитываются по методу падения пластового давления, а впоследствии еще уточняются на более поздних этапах разработки. По многим залежам имеется существенное несоответствие между величинами запасов, определенными разными методами и на разных этапах.

Обычно считается, что начальные запасы газа, определенные на поздних этапах разработки по методу падения давления, являются наиболее достоверными и по ним определяется коэффициент конечной газоотдачи. Однако запасы газа, определенные по методу падения давления, это только те запасы, которые дренируются эксплуатационными скважинами. Они могут быть определены с существенными погрешностями. Для достоверного определения запасов требуется знание на определенное время текущего пластового давления, которое должно определяться как средневзвешенное по поровому объему залежи:

$$p = \frac{1}{Q} \int p dQ. \quad (1)$$

В действительности для определения текущего давления используются данные замеров давлений в эксплуатационных скважинах. Эти замеры неодновременны и часто невосстановлены. Поэтому принимаемое для определения запасов текущее давление будет меньше требуемого по условию (1). При внедрении пластовых вод возникают трудности в определении начала внедрения и объема внедрившейся воды. Аналогичные погрешности возможны и при определении коэффициентов конечной газоотдачи по известным формулам

$$\beta_k = 1 - \frac{p_k z_0}{z_k p_0}, \quad (2)$$

$$\beta_k = 1 - \frac{p_k z_0}{z_k p_0} + \frac{p_{00} z_0}{p_0 p_0} \left(\frac{p_k}{z_k} - z \frac{p_k}{z_k} \right), \quad (3)$$

где p_0, p_k, p_0 - соответственно средневзвешенные начальные и конечные пластовые давления в газонасыщенной части залежи и текущее на конец разработки - в обводненной; z_0, z_k, z_0 - соответствующие этим давлениям коэффициенты сверхсжимаемости газа; z - средний коэффициент газонасыщенности в обводненной зоне залежи; p_{00}, p_{00} - начальный газонасыщенный и обводненный поровый объемы залежи.

Таким образом, для реальной оценки количества оставшихся в пласте запасов газа требуется более тщательное изучение геологических условий разработки каждой залежи для установления величин, входящих в формулы (2) и (3), и соответствия замеряемых давлений условию (1). Для этого по каждому типу продуктивных горизонтов важно изучить:

неоднородность продуктивных горизонтов и ее влияние на газодинамическую и фильтрационную способность между отдельными участками и пропластками залежи; изменение фильтрационных процессов при снижении пластового давления; проявление пластовых вод и их влияние на разработку залежей и эксплуатацию скважин.

Неоднородность продуктивных горизонтов и газодинамическая способность

Способность между отдельными участками и пластами нефтяных и газовых залежей зависит от неоднородности продуктивных горизонтов. Понятие неоднородности весьма обширное и емкое и в областях промышленной геологии, подземной гидравлики и газодинамики трактуется по-разному. В.В.Стасенков и др. [139] провели обзор существующих представлений о неоднородности и рекомендуют под геологической неоднородностью продуктивного горизонта понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу. Различают неоднородность, связанную с геологическим строением продуктивных горизонтов, а именно: наличием тектонических нарушений, изменением мощности, фациально-литологической изменчивостью, характером слоистости, расчлененности, чередования проницаемых и непроницаемых слоев, прерывностью пропластков, а также неоднородность, связанную с физическими свойствами пород-коллекторов: изменением гранулометрического состава, пористости, проницаемости, трещиноватости, газонасыщенности. Исходя из такого определения, неоднородными в той или иной степени являются все известные продуктивные горизонты и зачастую сразу по многим признакам.

Теоретические основы влияния неоднородности горизонта на фильтрацию жидкости и газов разработаны в трудах советских и зарубежных ученых. В них рассматриваются вопросы притока жидкости и газа к совершенным и несовершенным скважинам при условии переменных проницаемости и мощности горизонта и наличии тектонических и литологических экранов. Выявленные закономерности влияния различных неоднородностей на изменение дебита и рабочего давления скважины обусловили появление обратных задач - определение характера неоднородности по кривым изменения

давления и дебита. В настоящее время имеются решения прямых и обратных задач для самых разнообразных условий изменения коллекторских свойств пласта и геометрии поля фильтрации, обусловленных слоистостью, непроницаемыми включениями, тектоническими экранами [12, 13, 15, 17, 60, 110, 150, 151].

Наиболее трудными являются гидродинамические задачи для условий часто встречающихся продуктивных горизонтов, сложенных переслаиванием проницаемых и непроницаемых пропластков. Неоднородность таких горизонтов представляется более сложной - фильтрационные процессы в системе тонких неоднородных пропластков отличаются от таковых в монолитном пласте [60, 110, 150].

Несмотря на математическую сложность расчетов фильтрационных процессов в слоистых горизонтах, теоретические основы гидрогазодинамики с использованием ЭВМ позволяют учитывать почти все многообразие природных факторов. Достоверность их решения в большинстве случаев низкая. Причиной этого является недостаток данных о физико-коллекторских свойствах и конфигурации пропластков. В лучшем случае в комплексе с геологическими и геофизическими материалами можно получить упрощенную модель пласта, которая лишь приближенно отражает реальные условия.

Поэтому для расчетов фильтрационных процессов в продуктивных горизонтах такого типа возникло другое направление, основанное на широком использовании методов математической статистики и теории вероятности [13, 43, 116, 139, 152]. Неоднородность отдельных пропластков уже учитывается не индивидуально, а в комплексе на основании статистических закономерностей. Важным при таком изучении являются показатели неоднородности горизонта и их связи с показателями разработки пласта. В качестве основных для слоистых разрезов применяют $K_{пч}$ и коэффициент расчлененности ($K_{расч}$), равный среднему по скважинам числу проницаемых пластов в данном горизонте [12, 13, 135]. Для характеристики горизонтов с прерывистостью предлагается использовать коэффициенты выклинивания и выдержанности [101, 139]. Некоторые коэффициенты и показатели рекомендованы для характеристики газодинамической сообщаемости зональных интервалов, представляющих собой проницаемые пакки пород или отдельные песчаные пропластки.

В частности, полный объем проницаемой части продуктивного горизонта разделяют на линзы, полулинзы и непрерывную часть пласта [12, 13, 125]. Под линзами подразумевают изолированные участки распространения зонального интервала, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами. Полулинзами называются участки зонального интервала, открытые для поддержания давления с законтурной областью только с одной стороны. Непрерывной частью зонального интервала считается участки, имеющие не менее двух выходов к контуру питания и характеризующиеся противоположными направлениями потоков жидкостей. На основании такого деления горизонта вводится ряд коэффициентов, характеризующих степень сообщаемости отдельных зональных интервалов и участков залежей между собой; разработаны и методы проектирования эксплуатации нефтяных месторождений [13].

Расчленение проницаемой части залежи на линзы, полулинзы и непрерывную часть - трудоемкая операция, связанная с выделением зональных интервалов (полностью сообщавшихся пропластков) и их прослеживанием по зональным картам. Здесь сказываются полнота и качество геофизических материалов, способы разделения пластов на проницаемые и непроницаемые, трудность выделения реперных горизонтов, сложность установления синхронности коррелирующихся слоев. Кроме того, такое разделение зависит от плотности сетки скважин и навыков специалиста. Поэтому все коэффициенты, определяемые по зональным картам, несколько условны. В зависимости от поставленных задач и особенностей геологического строения в нефтяной практике используются и другие показатели и коэффициенты, характеризующие неоднородность продуктивного горизонта [94, 116, 126, 130].

Коэффициенты, характеризующие прерывистость и сложный характер пластов, применяются для определения степени охвата пластов заводнением и потерь нефти в пласте. В связи с тем что эти коэффициенты существенно зависят от плотности сет-

ки скважин, возникла необходимость установить степень детальности определения соответствующих коэффициентов, с одной стороны, и найти упрощенные методы их учета (если нет фактических данных) - с другой. На моделях были выявлены связи между количеством скважин, степенью информации по разрезу, степенью неоднородности и достоверности [127]. Обычно на разбуренных нефтяных залежах есть достаточная информация для установления достоверности определяемых коэффициентов.

На стадии проектирования, когда залежь полностью не разбурена, необходимые коэффициенты можно определять косвенным путем, применяя корреляционные зависимости, существующие между параметрами неоднородности. Например, корреляционная зависимость между долей объема непрерывной части горизонта и $K_{пч}$ установлена для нефтяных месторождений Поволжья и семи горизонтов месторождения Узень [13, 26]. Согласно этой зависимости при низкой песчаности ($K_{пч} \approx 0,1-0,4$) объем непрерывной части составляет незначительную величину. С увеличением песчаности относительный объем непрерывности увеличивается, и при $K_{пч} = 0,8-0,9$ практически равен единице. Так как $K_{пч}$ определяют по меньшему объему информации, то такую зависимость можно применять для оценки нефтестдачи горизонта еще до его разработки [52].

В Гипровостокнефти для приближенной оценки потерь нефти в пласте применяют корреляционную связь между коэффициентом охвата, плотностью сетки скважин и $K_{пч}$ [139]. Для определения нефтестдачи классифицируют объекты разработки по степени неоднородности, применяя коэффициенты песчаности, расчлененности и связанности. Учитывая закономерные связи между различными свойствами пласта, обусловленные осадконакоплением, продуктивные объекты группируют в классы только по $K_{пч}$ [38].

Неоднородность, связанная с чередованием прослоев, расчлененностью и прерывистостью, не дает полного представления о характере фильтрационной сообщаемости горизонта. Горизонты неоднородны и по коллекторским свойствам. При подсчете запасов и проектировании разработки месторождений такие горизонты условно считаются однородными, а параметры, характеризующие коллекторские свойства (пористость, проницаемость, газонасыщенность, вязкость флюидов), определяются путем усреднения фактических значений. Установлено, что расчеты по усредненным значениям приводят к неправильным определениям производительности скважин [13, 94, 152]. В результате добыча нефти или газа может оказаться меньше по сравнению с проектной. Для таких случаев разработаны способы расчетов дебита скважин, когда проницаемость считается случайной величиной, определяемой по данным исследования кернов [152].

Построена теоретическая модель пласта, согласно которой фильтрация жидкости в реальном пласте заменяется течением через набор трубок различной проницаемости [13]. Распределение трубок по проницаемости проводится приближенными методами с применением геофизических материалов или данных лабораторного изучения кернов. С помощью такой модели можно рассчитать технологические показатели разработки продуктивных горизонтов, когда они одновременно неоднородны по проницаемости, характеру чередования и прерывистости.

Газовые залежи и месторождения находятся в таких же геологических условиях, как и нефтяные. Поэтому при разработке газовых месторождений также необходимо учитывать влияние неоднородности на фильтрационную и газодинамическую сообщаемость отдельных участков и пропластков продуктивного горизонта. В частности, при размещении эксплуатационных скважин следует учитывать прерывистость продуктивных пропластков, потому что при больших расстояниях между эксплуатационными скважинами некоторые линзы могут быть пропущены [153]. Уплотнение сетки обычно приводит к увеличению коэффициента охвата дренированием [95]. С неоднородностью горизонта тесно связан коэффициент газоотдачи [155]. Считают, что коэффициент газоотдачи крупного месторождения приблизительно равен коэффициенту связанности [39], он представляет собой отношение эффективной толщины прослоев, связанных с присводочными скважинами, к общей эффективной толщине в данной скважине.

В настоящее время нет метода, позволяющего учитывать неоднородность горизонта по прерывистости для газовых залежей. При использовании методов, применяемых на нефтяных месторождениях, возникают некоторые трудности. Одной из них является более редкая сетка эксплуатационных скважин при разбуривании газовых месторождений, в связи с чем трудно провести детальную корреляцию разрезов для выявления прерывистости. В то же время методы изучения неоднородности и установление полезных корреляционных связей между неоднородностью и показателями добычи газа целесообразно применять при проектировании и реализации мероприятий, направленных на повышение конечной газоотдачи. Установлено наличие общей корреляционной связи (коэффициенты корреляции 0,74-0,80) между песчаностью и конечной газоотдачей [50].

Продуктивные горизонты газовых залежей Предкарпатского прогиба существенно отличаются от горизонтов, для которых выявлены приведенные выше закономерности. Разные типы продуктивных горизонтов отличаются характером и степенью неоднородности.

На неоднородность продуктивных горизонтов угерского типа залежей влияют изменчивость, проницаемость, пористость, газонасыщенная мощность и другие параметры (по площади и разрезу), а также тектонические особенности структур. Такая неоднородность установлена геолого-промышленным материалом, позволяющим построить карты тектонического плана и характера изменения коллекторских свойств горизонтов. Изменение физических параметров пласта можно охарактеризовать также статистическими показателями.

В целом горизонты угерского типа более однородны по сравнению с другими. Достаточно высокие коллекторские свойства их обеспечивают хорошую газодинамическую сообщаемость по всей залежи. Коэффициент охвата залежей дренированием обычно равен единице. Относительно затрудненная сообщаемость обусловлена наличием тектонических грабенов, эрозийных прогибов и пластов мергелей в разрезе. О зонах относительно лучшей сообщаемости дано представление карты равной проводимости kh/μ , построенные по данным промышленных исследований скважин. Так, для Угерской и Бильче-Волицкой залежей четко выделяется полоса более высокой проводимости вкостр простирания структуры.

Характер неоднородности горизонтов рудковского типа залежей определяется трещиноватостью. Обычно трещиноватость горизонта выше вблизи тектонических нарушений. Согласно современным представлениям [146], трещиноватая порода состоит из многочисленных пористых и проницаемых блоков, отделенных друг от друга трещинами и кавернами. Блоки обычно называют матрицей.

Соотношение поровых объемов матрицы и трещин в принципе может быть различным. В большинстве случаев поровый объем матрицы значительно больше порового объема трещин, а проницаемость - наоборот. Фильтрационный процесс в трещинах можно считать аналогичным фильтрационному процессу в любой пористой среде. Однако имеются и существенные различия. В процессе фильтрации возникает граничный перепад давления между матрицей и трещинами вследствие капиллярных эффектов. При перепадах давления, меньших граничного, газ из матрицы в трещины поступать не будет. В отличие от гранулярных для трещиноватых коллекторов вертикальная проницаемость близка к горизонтальной и даже больше ее.

В условиях трещиноватых коллекторов степень охвата залежи дренированием может оказаться неполной. Участки залежи со слабо развитой трещиноватостью и редкой сеткой скважин не охватываются дренированием. Выявить такие участки можно только на основании тщательного изучения и анализа геологических особенностей (характера трещиноватости) и промышленных материалов, полученных в процессе разработки залежи.

Наиболее сложным характером неоднородности отличаются продуктивные горизонты баден-сарматской толщи. Отмечается широкая изменчивость песчаности по площади и разрезу [41, 46, 67, 89, 118, 159, 167]. С песчаностью тесно связана

Т а б л и ц а 8. Характеристика проницаемых пропластков

№ скважины	Горизонт	Интервал определенной эффективности, м	h, м	h _{эф} , м	K _{пл}	Количество пропластков с мощностью, м					h _{ор} , м			
						≈0,05	≈0,01	≈0,2	0,25-0,5	0,5-1		1-2	2-5	Всего
1	33-Пн	1445,5-1561,0	115,5	7,1	0,067	96	23	4	1	1	1	1	123	0,062
2	33-Пн	1829,2-1916,0	89,8	6,1	0,068	86	11	5	1	1	1	1	102	0,060
3	33-Пн	1564-1596	32	2,7	0,069	82	6	11	1	1	1	1	102	0,066
4	33-Пн	1608-1757	149	10,7	0,072	120	26	11	1	1	1	1	157	0,068
5	33-Пн	1597,5-1618,3	30,8	2,7	0,075	129	5	1	1	1	1	1	144	0,052
6	33-Пн	1769-1865	96	6,5	0,076	72	18	9	1	1	1	1	99	0,074
7	33-Пн	1787-1807	20	1,5	0,080	25	5	1	1	1	1	1	30	0,053
8	10-Пн	1684-1714	30	2,3	0,083	23	15	1	1	1	1	1	38	0,066
9	33-Пн	1611-1650	39,3	2,8	0,084	40	16	1	1	1	1	1	40	0,082
10	33-Пн	1661-2063,5	182,5	15,3	0,086	167	32	18	1	1	1	1	217	0,073
11	18-Пн	1622-1651,5	29	2,3	0,086	33	6	1	1	1	1	1	41	0,061
12	10-Пн	1685,3-1715,3	30	2,3	0,086	36	17	1	1	1	1	1	55	0,055
13	17-Пн	1732-1774	42	3,7	0,088	36	17	1	1	1	1	1	47	0,067
14	24-Пн	1622-1638	16	1,0	0,089	124	28	1	1	1	1	1	164	0,061
15	19-Пн	1668-1818,7	152,5	14,5	0,095	169	44	1	1	1	1	1	221	0,078
16	12-Пн	1472-1582	110	10,3	0,096	125	38	1	1	1	1	1	166	0,064
17	31-Пн	1638-1672	34	3,1	0,097	55	13	1	1	1	1	1	70	0,066
18	19-Пн	1938-2071,3	133,3	11,7	0,098	145	26	1	1	1	1	1	197	0,070
19	18-Пн	1663-1811,5	148	14,7	0,099	160	40	1	1	1	1	1	213	0,091
20	24-Пн	1733,5-1743,5	10	0,5	0,102	8	1	1	1	1	1	1	11	0,089
21	15-Пн	1624-1648	24	2,0	0,102	20	7	1	1	1	1	1	28	0,071
22	14-Пн	1741-1763,5	22,8	2,0	0,101	23	7	1	1	1	1	1	41	0,078
23	11-Пн	1756,2-1784	27,8	2,9	0,103	22	7	1	1	1	1	1	36	0,079
24	31-Пн	1682-1783	106	10,4	0,104	81	43	1	1	1	1	1	138	0,085
25	31-Пн	1523-1633	110	9,7	0,104	56	34	1	1	1	1	1	197	0,085
26	31-Пн	1598,5-2028	59,7	5,2	0,105	99	34	1	1	1	1	1	197	0,074
27	12-Пн	1793-1892,7	106,5	10,5	0,105	42	49	1	1	1	1	1	151	0,068
28	14-Пн	1624-1667	43	3,7	0,107	39	22	1	1	1	1	1	66	0,068
29	20-Пн	1668-1703	34,5	3,0	0,108	33	17	1	1	1	1	1	57	0,065
30	20-Пн	1628-1782	154	13,6	0,108	166	59	1	1	1	1	1	235	0,07
31	1-Сл	807-915	108	9,7	0,108	56	57	1	1	1	1	1	113	0,091
32	17-Пн	1638-1674	36	3,1	0,110	57	17	1	1	1	1	1	74	0,053
33	28-Пн	1791,5-1745	46,5	4,5	0,111	57	17	1	1	1	1	1	74	0,079
34	15-Пн	1552,5-1634	81,5	7,6	0,112	78	19	1	1	1	1	1	98	0,081
35	20-Пн	1747-1770	23	2,0	0,113	19	13	1	1	1	1	1	34	0,076
36	31-Пн	1848-1948	100	11,4	0,114	129	39	1	1	1	1	1	173	0,066
37	10-Пн	1504-1615	111	12,8	0,115	144	46	1	1	1	1	1	196	0,065
38	10-Пн	1567-1666	99	8,5	0,115	56	46	1	1	1	1	1	101	0,065
39	16-Пн	1761-1771	10	0,9	0,120	7	5	1	1	1	1	1	15	0,114
40	16-Пн	1987,5-2051,2	113,7	11,7	0,122	133	48	1	1	1	1	1	187	0,080
41	9-Пн	1565-1662	97	8,8	0,122	100	48	1	1	1	1	1	160	0,074
42	9-Пн	1746,5-1761	14,5	1,1	0,124	21	21	1	1	1	1	1	29	0,062

№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал определения эффективной мощности, м	h, м	h _{эп} , м	K _{пч}	Количество пропластков с мощностью, м										K _{расчл}	h _{ср} , м
							≈ 0,05	≈ 0,01	≈ 0,2	0,25-0,5	0,5-1	1-2	2-5	Всего				
44	18-Пн	НД-8	1828-1923,5	95,5	13,0	0,136	88	56	15	1	-	-	-	-	160	1,68	0,091	
45	9-Пн	НД-6	1698-1727	29	4,0	0,138	50	9	3	-	-	-	-	-	62	2,14	0,064	
46	50-Пн	НД-5	1567,7-1660	92,3	12,9	0,140	79	48	17	3	-	-	-	-	144	1,56	0,090	
47	1-Сд	НД-1	968-1024	56,0	8,0	0,143	48	17	9	6	3	-	-	-	83	1,48	0,096	
48	17-Пн	НД-7	1682,3-1784,5	102,2	14,9	0,146	111	45	4	2	2	-	-	-	164	1,60	0,091	
49	55-Пн	НД-5	1619,3-1704,4	84,6	12,6	0,149	94	36	18	4	6	-	-	-	153	1,91	0,082	
50	11-Пн	НД-5	1597,7-1666,6	68,9	10,5	0,152	39	25	10	4	6	1	-	-	82	1,19	0,128	
51	52-Пн	НД-5	1557-1670	113	17,3	0,153	123	86	12	2	2	-	-	-	223	1,97	0,079	
52	52-Пн	НД-6	1674,8-1707,3	32,5	5,0	0,154	42	23	3	-	-	-	-	-	68	2,09	0,074	
53	1-Сд	НД-3	1116-1161	45,5	7,0	0,155	36	17	8	5	3	-	-	-	69	1,53	0,101	
54	55-Пн	НД-6	1739-1770,3	31,3	4,9	0,156	33	22	6	6	-	-	-	-	61	1,95	0,080	
55	20-Пн	НД-7	1713-1774	61	9,7	0,159	54	21	7	6	3	-	-	-	91	1,49	0,106	
56	16-Пн	НД-8	1928,5-1944	15,5	2,5	0,161	8	11	5	4	-	-	-	-	24	1,55	0,104	
57	13-Пн	НД-5	1587,2-1656,2	69	11,2	0,162	38	40	18	4	1	-	-	-	101	1,46	0,111	
58	7-Сд	НД-13	782-874	92	15,1	0,164	140	47	9	8	-	-	-	-	204	2,21	0,074	
59	9-Пн	НД-9	2015-2044	29	4,8	0,165	30	35	9	-	-	-	-	-	65	2,24	0,074	
60	50-Пн	НД-9	1998,8-2044	45,2	7,5	0,166	44	34	9	-	-	-	-	-	87	1,93	0,086	
61	16-Пн	НД-6	1719-1748	29	4,9	0,169	15	15	10	3	3	-	-	-	43	1,48	0,114	
62	11-Пн	НД-6	1711,8-1741,1	29,3	5,0	0,171	5	20	6	4	1	-	-	-	36	1,23	0,139	
63	17-Пн	НД-8	1850-1941,2	91,2	15,7	0,172	69	56	24	9	-	-	-	-	158	1,73	0,099	
64	52-Пн	НД-7	1718,4-1806	87,6	15,1	0,172	94	72	13	-	-	-	-	-	179	2,04	0,084	
65	20-Пн	НД-9	1987-2013,6	26,6	4,6	0,173	34	19	5	-	-	-	-	-	58	2,14	0,079	
66	20-Пн	НД-8	1882,5-1947,5	65,5	11,5	0,177	64	44	16	4	-	-	-	-	128	1,97	0,09	
67	10-Пн	НД-8	1890-1979	89	16,0	0,18	52	66	30	2	3	-	-	-	150	1,69	0,107	
68	13-Пн	НД-6	1705,4-1733,8	28,4	5,2	0,183	11	11	11	3	3	-	-	-	41	1,44	0,127	
69	50-Пн	НД-8	1892,7-1975,8	83,1	15,4	0,185	41	61	25	5	-	-	-	-	134	1,61	0,115	
70	52-Пн	НД-9	1990-2048	58	10,8	0,186	47	76	6	-	-	-	-	-	129	2,22	0,084	
71	52-Пн	НД-9	1883-1981,3	98,3	18,6	0,189	128	79	21	3	3	-	-	-	231	2,35	0,081	
72	50-Пн	НД-7	1731,9-1802	70,1	13,9	0,198	54	41	7	5	6	-	-	-	113	1,61	0,115	
73	22-Пн	НД-5	1600-1637	37	7,8	0,211	14	7	10	4	4	-	-	-	38	1,03	0,205	
74	7-Сд	НД-3	1071-1144	73	15,7	0,215	90	75	11	3	3	-	-	-	182	2,50	0,086	
75	55-Пн	НД-7	1783,4-1845,5	62,1	13,4	0,216	49	36	15	1	1	-	-	-	111	1,79	0,121	
76	23-Пн	НД-5	1628-1650	22	4,8	0,218	4	18	10	-	-	-	-	-	33	1,50	0,145	
77	10-Пн	НД-9	1998-2046	48	10,7	0,223	29	35	14	10	1	-	-	-	89	1,85	0,120	
78	27-Пн	НД-5	1621-1658	37	8,3	0,224	36	31	14	2	2	-	-	-	83	2,2	0,10	
79	17-Пн	НД-9	1952,3-2023,7	71,4	16	0,224	51	61	26	5	-	-	-	-	143	2,00	0,112	
80	13-Пн	НД-9	2031,3-2037,4	6,1	1,4	0,230	-	3	2	-	-	-	-	-	7	1,15	0,2	
81	55-Пн	НД-9	2062,8-2085,8	23,0	5,7	0,248	9	18	16	1	-	-	-	-	44	1,91	0,129	
82	27-Пн	НД-5	1733-1747,5	14,5	3,6	0,248	14	6	8	4	4	-	-	-	32	2,20	0,112	
83	10-Пн	НД-7	1774-1806	32	8,0	0,250	13	18	15	3	1	-	-	-	50	1,56	0,160	
84	16-Пн	НД-5	1597-1631	34	8,5	0,250	26	18	10	6	9	-	-	-	62	1,82	0,137	
85	13-Пн	НД-8	1912-1969,4	57,4	14,5	0,252	6	34	18	1	2	9	-	-	76	1,32	0,191	
86	14-Пн	НД-8	1952-1980	28	7,2	0,257	27	23	11	-	-	-	-	-	63	2,25	0,114	
87	9-Пн	НД-8	1916,4-1976,4	60	15,5	0,258	35	30	22	10	-	-	-	-	101	1,68	0,153	

88	55-Пн	НД-8	1953,1-2018,6	65,5	17,0	0,260	29	60	23	16	-	-	-	-	128	1,96	0,133
89	28-Пн	НД-7	1760-1775	15	3,9	0,260	10	11	10	2	-	-	-	-	33	2,20	0,118
90	7-Сд	НД-1	934-995	61	16	0,262	47	52	15	10	10	-	-	-	134	2,20	0,120
91	9-Пн	НД-7	1761-1802,5	41,5	11	0,267	35	34	15	13	-	-	-	-	87	2,09	0,126
92	28-Пн	НД-5	1603-1653	50	13,7	0,274	30	23	24	3	-	-	-	-	92	1,84	0,149
93	30-Пн	НД-8	1943-1969	26	7,2	0,277	20	18	10	6	-	-	-	-	54	2,06	0,133
94	22-Хд	НД-3	920-1034	114	33,4	0,293	44	56	30	10	8	-	-	-	148	1,29	0,226
95	62-Пн	НД-7	1786-1793	7	2,2	0,314	2	5	5	2	-	-	-	-	14	2,00	0,157
96	24-Пн	НД-7	1758-1762	4	1,3	0,325	1	3	1	-	-	-	-	-	5	1,25	0,26
97	28-Пн	НД-6	1721,0-1731,5	10,5	3,3	0,343	5	12	3	-	-	-	-	-	26	2,48	0,138
98	23-Пн	НД-8	1960-1984	24	8,3	0,346	-	5	8	7	4	-	-	-	24	1,00	0,346
99	25-Пн	НД-5	1602-1614	12	4,1	0,342	2	6	7	6	-	-	-	-	22	1,83	0,186
100	13-Пн	НД-7	1770-1796	26	8,8	0,338	11	10	6	4	1	-	-	-	33	1,27	0,266
101	24-Пн	НД-6	1716,5-1733,5	17	6,0	0,353	1	9	10	9	9	-	-	-	29	1,70	0,205
102	24-Пн	НД-5	1603-1623	20	7,1	0,355	1	9	10	8	2	-	-	-	30	1,50	0,236
103	22-Пн	НД-8	1933-1956	23	8,2	0,356	5	9	8	6	4	-	-	-	32	1,39	0,256
104	30-Пн	НД-6	1727-1745	18	6,4	0,356	6	11	10	7	-	-	-	-	35	1,94	0,183
105	11-Пн	НД-8	1922,8-1979	56,2	20,2	0,360	11	15	15	14	1	2	-	-	68	1,21	0,296
106	30-Пн	НД-5	1608,5-1655	46,5	16,8	0,361	23	24	15	13	4	1	-	-	80	1,72	0,210
107	25-Пн	НД-3	1950-1953	3	1,1	0,366	2	1	1	-	-	-	-	-	5	1,67	0,220
108	21-Пн	НД-8	1928-1952	24	8,9	0,370	-	6	15	10	-	-	-	-	32	1,33	0,278
109	22-Пн	НД-7	1756,5-1760	3,5	1,3	0,37	-	1	1	1	-	-	-	-	4	1,14	0,325
110	25-Пн	НД-6	1742-1754	42	15,6	0,371	3	24	34	14	1	-	-	-	76	1,81	0,206
111	28-Пн	НД-9	1932-1966	34	10,8	0,376	8	26	25	6	5	-	-	-	70	2,06	0,183
112	8-Пн	НД-8	1926-1953	27	10,2	0,378	3	5	11	7	5	-	-	-	34	1,26	0,30
113	29-Пн	НД-7	1748,5-1756	7,5	2,9	0,386	1	8	5	4	-	-	-	-	15	2,00	0,193
114	26-Пн	НД-5	1603,5-1617	13,5	5,3	0,392	2	8	9	4	1	-	-	-	24	1,78	0,221
115	21-Пн	НД-5	1595-1614	19	7,5	0,394	5	11	11	8	2	-	-	-	34	1,79	0,220
116	22-Пн	НД-6	1716-1732	16	6,3	0,394	11	3	12	5	2	-	-	-	33	2,06	0,191
117	26-Пн	НД-7	1743-1747	4	1,6	0,400	-	3	3	2	-	-	-	-	8	2,00	0,200
118	21-Пн	НД-6	1700-1738	38	15,4	0,405	1	16	17	20	2	-	-	-	57	1,50	0,270
119	62-Пн	НД-5	1633,5-1665	31,5	12,8	0,406	12	19	19	18	1	-	-	-	69	2,19	0,166
120	23-Пн	НД-6	1741-1757	16	7,4	0,412	10	12	8	2	2	-	-	-	35	2,08	0,211
121	6-Пн	НД-5	1601-1614	13	5,4	0,415	3	6	7	4	-	-	-	-	21	1,61	0,257
122	62-Пн	НД-8	1970-1997	27	11,6	0,43	4	25	26	10	-	-	-	-	65	2,40	0,178
123	27-Пн	НД-8	1951,5-1972,5	21	9,2	0,438	9	4	7	8	-	-	-	-	32	1,52	0,288
124	8-Пн	НД-5	1594-1622	28	12,3	0,44	4	8	19	18	2	-	-	-	51	1,82	0,241
125	8-Пн	НД-7	1748-1755	7	3,1	0,442	-	-	4	5	-	-	-	-	10	1,43	0,31
126																	

№ скважины	Горизонт	Интервал определения эффективной мощности, м	h, м	h _{эф} , м	K _{пч}	Количество пропластков по мощностям, м						K _{ср} , м
						0,05	0,1	0,2	0,25-0,5	0,5-1	1-2	
137	31-32	1239-1347	108	57,4	0,532	11	10	87	28	3	128	1,18
138	6-7	1929-1953	24	17,0	0,541	1	8	15	5	1	39	1,62
139	51-52	1830-1956	26	14,2	0,541	1	6	18	4	1	39	1,27
140	28-29	1708-1731	23	12,8	0,556	1	11	16	8	1	57	1,65
141	7-8	1607-1633	26	13,8	0,570	1	7	18	8	1	39	1,50
142	6-7	1706-1729	23	13,5	0,586	1	6	17	8	1	38	1,44
143	7-8	1743-1753	10	5,9	0,590	1	2	6	8	1	13	1,44
144	32-33	1114,4-1204,4	90	53,9	0,599	1	3	37	5	1	65	1,32
145	4-5	1940-1954	14	8,4	0,60	1	3	16	3	1	19	1,36
146	36-37	969-1069	100	66,2	0,662	1	5	18	9	16	472	0,72
147	36-37	821-967,3	146	116,3	0,793	1	1	8	12	11	651	0,35
148	28-29	781,4-886	104,6	90,6	0,866	1	1	1	1	10	440	0,38

продуктивность скважин, и поэтому необходимо более тщательно изучать песчанность как характеристику литофациальной неоднородности продуктивного горизонта.

Коррелируя разрезы по любому месторождению, можно показать, что песчанность является не случайной величиной; она связана с условиями седиментации и другими закономерностями геологического строения территории [41, 46, 167]. Учитывая эти особенности, общий характер песчанности можно установить уже по первым разведочным скважинам. При дальнейшем разбуривании площади уточняются характер песчанности и выявляется отношение ее к общим закономерностям. Эти отклонения можно рассматривать уже как случайные, проявляющиеся на фоне общей закономерности. Случайность обусловлена как неучтенными геологическими факторами, так и погрешностями в определении параметра, характеризующего песчанность.

Для определения песчанности выделение мощностей пропластков проводится по геофизическим материалам и существенно зависит от навыков исследователя, принимаемых им допущений, качества и объема геологических и геофизических данных. При наличии хороших материалов можно получить достаточно полное представление о песчанности горизонта и ее изменении по площади и разрезу, а также определить средние значения K_{пч} для каждой скважины и по площади каждой залежи.

Коэффициент песчанности характеризует песчанность разреза до некоторой степени условно, поскольку не учитывает степени песчанности глин, очень тонких прослоев и линз, которые не фиксируются данными промышленной геофизики. Он фактически показывает относительное количество коллекторских разностей в толще горизонта. Очевидно, для практических целей такая величина приемлема, потому что связана с эффективной толщиной - важным параметром, характеризующим запасы газа.

Для характеристики неоднородности горизонта, выраженной чередованием проницаемых и непроницаемых пластов и пропластков, одного параметра явно недостаточно. Важно также оценить толщины отдельных пропластков, их количество и характер распределения в горизонте. Для оценки степени охвата дренированием, кроме того, важно знать степень прерывистости и связанности пропластков в горизонте. Выявление этих факторов - сложная и не всегда разрешимая задача. По многочисленным данным по определению эффективных толщин продуктивных го-

ризонтов можно выявить ряд закономерностей в распределении проницаемых пропластков в толще горизонта.

Для изучения закономерностей распределения песчано-алевролитовых прослоев выбрано 148 объектов, в основном по Пыняскому, Садковичскому и Холдновичскому месторождениям. В качестве объектов приняты вскрытые скважинами интервалы горизонтов, характеризующихся равномерной песчанностью по разрезу. Эти интервалы имеют обширный диапазон изменения K_{пч} - от 0,087 до 0,6. Желательно также, чтобы эти объекты полнее освещали площадь и глубину распространения баден-сарматской толщи.

Однако при использовании материалов многих месторождений возникают серьезные затруднения. Они вызваны тем, что разбуривание месторождений проводилось в разное время, поэтому в разной степени использовались данные промышленной геофизики и керновый материал, а выделение пропластков проводилось неодновременно и разными авторами. В одних случаях тонкие пропластки толщиной 5-20 см учитывались, а в других - исключались из подсчета.

В то же время баден-сарматские разрезы всех месторождений и всех горизонтов имеют много общего. Диапазон изменения мощностей проницаемых пропластков на большинстве месторождений одинаков - от нескольких сантиметров до первых метров, редко больше. Геофизические характеристики глинистых и песчаных прослоев для разных месторождений и горизонтов аналогичны. Аналогичны также их минеральный состав и петрографическая характеристика. В таких условиях закономерности, определенные для одного месторождения, можно использовать для соседних, а выборочные объекты исследования достаточно представительны для всей баден-сарматской толщи.

Для каждого объекта определялись такие показатели: коэффициент песчанности, средняя мощность одного пропластка, количество проницаемых пропластков и распределение их по мощностям. Данные выборки упорядочены по K_{пч} (табл. 8).

Принятое в таблице разделение пропластков по мощностям выбрано исходя из условий их определения. По геофизическим данным, мощность пропластков, включая микролинзы, которые записаны в масштабах 1:50 и 1:100, можно определить с точностью ±5 см. Поэтому мощности тонких прослоев (5-10 см) устанавливаются ориентировочно и с большой относительной погрешностью. Более толстые пропластки (выше 20 см) можно разделить на классы по мощности. Однако число таких пропластков небольшое. На этом основании разделение на классы проведено не по мощности, а по ее логарифму. Для характеристики среднего значения класса применялся параметр N, связанный с мощностью зависимостью $N = \frac{19 h_{cp} + 6,3}{0,3}$. Значение N служит и наименованием класса. Всего выделено восемь классов (N = 0-7). К нулевому (N = 0) отнесены пропластки со средней мощностью h ≈ 0,05 м, к первому (N = 1) - пропластки с h ≈ 0,1 м, ко второму - пропластки с h 0,1 < h < 0,25 м (N = 2, что соответствует h_{ср} = 0,2 м). Аналогично к следующим классам (N = 3-7) отнесены пропластки с мощностями соответственно 0,25-0,5; 0,5-1; 1-2; 2-4 и >4 м. Средние мощности классов, соответствующие целому значению параметра N, равны 0,4; 0,8; 1,6; 3,2 и 6,4 м. Такое условное применение параметра N вместо мощности или логарифма мощности значительно упрощает расчеты при определении статистических параметров.

Для большинства разрезов с низкими K_{пч} мощности прослоев составляют от 5 до 20 м. С увеличением K_{пч} в разрезе появляются более толстые пропластки и пласты (соответственно 0,5 и 1,0 м), а количество тонких уменьшается. Поскольку распределение пропластков по мощностям связано с K_{пч}, то для изучения этого явления все объекты разделены на следующие группы: 1) 0,075 < K_{пч} ≤ 0,125, 2) 0,125 < K_{пч} ≤ 0,175, 3) 0,175 < K_{пч} ≤ 0,225, 4) 0,225 < K_{пч} ≤ 0,275, 5) 0,275 < K_{пч} ≤ 0,325, 6) 0,325 < K_{пч} ≤ 0,375, 7) 0,375 < K_{пч} ≤ 0,425, 8) 0,425 < K_{пч} ≤ 0,475; 9) 0,475 < K_{пч} ≤ 0,525, 10) 0,525 < K_{пч} ≤ 0,575; 11) 0,575 < K_{пч} ≤ 0,625, 12) 0,625 < K_{пч} ≤ 0,675. Для каждой группы определены среднее значение K_{пч} и суммарное

Интервал молярных пропластков, в так же параметры залежей	Средняя мощность интервала, м	$\frac{19H + 1,301}{0,301}$	Группа ($K_{ПЧ}$)												
			7 (0,375-0,425)		8 (0,425-0,475)		9 (0,475-0,525)		10 (0,525-0,575)		11 (0,575-0,625)		12 (0,625-0,675)		
			а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в	
≈ 0,01	0,012	-2	-	<u>0,003</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≈ 0,02	0,025	-1	-	<u>0,026</u>	-	<u>0,007</u>	-	<u>0,001</u>	-	-	-	-	-	-	-
≈ 0,05	0,05	0	0,140	<u>0,115</u> <u>0,170</u>	0,081	<u>0,060</u> <u>0,131</u>	0,024	<u>0,021</u> <u>0,083</u>	-	-	0,050	-	<u>0,002</u>	-	<u>0,031</u>
0,1	0,1	1	0,285	<u>0,264</u> <u>0,302</u>	0,207	<u>0,234</u> <u>0,267</u>	0,160	<u>0,137</u> <u>0,207</u>	0,059	<u>0,013</u> <u>0,151</u>	0,050	<u>0,027</u>	-	<u>0,079</u>	
0,2	0,2	2	0,318	<u>0,316</u> <u>0,267</u>	0,331	<u>0,376</u> <u>0,271</u>	0,264	<u>0,346</u> <u>0,258</u>	0,163	<u>0,217</u> <u>0,226</u>	0,092	<u>0,167</u>	0,264	<u>0,149</u>	
0,25-0,5	0,4	3	0,200	<u>0,199</u> <u>0,158</u>	0,340	<u>0,248</u> <u>0,183</u>	0,408	<u>0,343</u> <u>0,214</u>	0,540	<u>0,540</u> <u>0,226</u>	0,425	<u>0,379</u>	0,222	<u>0,204</u>	
0,5-1	0,8	4	0,052	<u>0,065</u> <u>0,071</u>	0,031	<u>0,068</u> <u>0,093</u>	0,136	<u>0,132</u> <u>0,134</u>	0,203	<u>0,217</u> <u>0,170</u>	0,355	<u>0,317</u>	0,195	<u>0,218</u>	
1-2	1,6	5	0,005	<u>0,011</u> <u>0,025</u>	0,008	<u>0,007</u> <u>0,038</u>	0,008	<u>0,020</u> <u>0,067</u>	0,035	<u>0,013</u> <u>0,103</u>	0,071	<u>0,097</u>	0,222	<u>0,173</u>	
2-4	3,2	6	-	<u>0,001</u> <u>0,007</u>	-	<u>-</u> <u>0,013</u>	-	<u>0,001</u> <u>0,027</u>	-	<u>-</u> <u>0,052</u>	0,007	<u>0,011</u>	0,083	<u>0,102</u>	
>4	6,4	7	-	-	-	<u>-</u> <u>0,004</u>	-	<u>-</u> <u>0,010</u>	-	<u>-</u> <u>0,022</u>	-	-	0,014	<u>0,044</u>	

Продолжение табл. 9

Параметр залежей	Группа ($K_{ПЧ}$)											
	1 (0,075-0,125)		2 (0,125-0,175)		3 (0,175-0,225)		4 (0,225-0,275)		5 (0,275-0,325)		6 (0,325-0,375)	
	а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в	а	б/в
Количество пропластков	3807	-	2315	-	1605	-	909	-	221	-	496	-
Средний $K_{ПЧ}$	0,102	-	0,156	-	0,200	-	0,258	-	0,293	-	0,358	-
Групповая средняя	0,386	-	0,611	-	0,817	-	1,171	-	1,180	-	1,87	-
Доверительный интервал групповой средней	<u>0,367</u> <u>0,405</u>	-	<u>0,578</u> <u>0,644</u>	-	<u>0,777</u> <u>0,857</u>	-	<u>1,102</u> <u>1,240</u>	-	<u>1,040</u> <u>1,42</u>	-	<u>1,77</u> <u>1,97</u>	-
Групповая дисперсия	0,372	-	0,652	-	0,750	-	1,134	-	1,130	-	1,365	-
Стандартное отклонение σ	0,609	-	0,808	-	0,865	-	1,065	-	1,061	-	1,17	-
Коэффициент асимметрии J	1,39	-	1,50	-	1,04	-	0,75	-	0,76	-	0,43	-
Экцесс E	0,74	-	2,43	-	1,04	-	-1,64	-	0,03	-	-0,62	-
Энтропия H	0,34	-	0,45	-	0,51	-	0,52	-	0,60	-	0,67	-
Критерий Колмогорова K	-	<u>3,95</u> <u>0,93</u>	-	<u>5,96</u> <u>0,48</u>	-	<u>4,9</u> <u>1,55</u>	-	<u>3,1</u> <u>0,28</u>	-	<u>1,43</u> <u>0,16</u>	-	<u>0,71</u> <u>0,89</u>
Критерий Пирсона χ^2	-	<u>-</u> <u>37,6</u>	-	<u>-</u> <u>16,4</u>	-	<u>-</u> <u>15,7</u>	-	<u>-</u> <u>6,2</u>	-	<u>-</u> <u>2,5</u>	-	<u>27,15</u> <u>21,6</u>

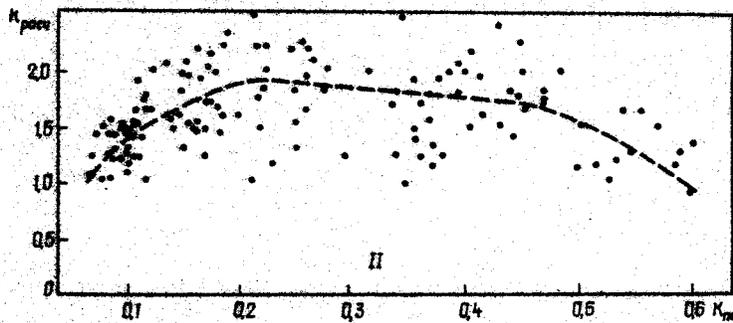
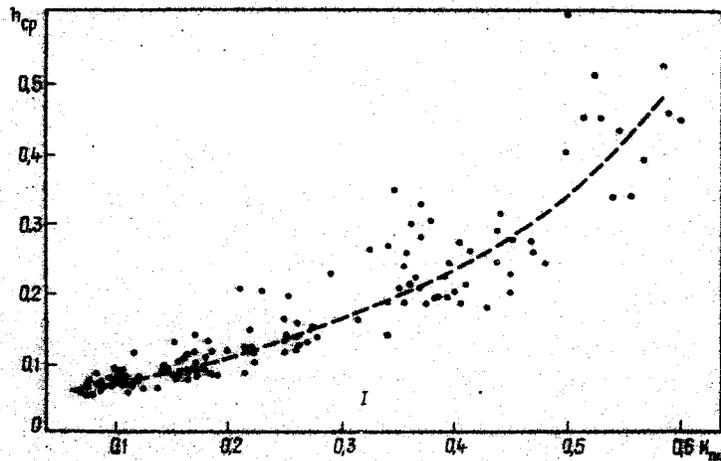


Рис. 42. Корреляционные зависимости средней мощности пропластка (I) и расчлененности (II) от песчанности горизонта

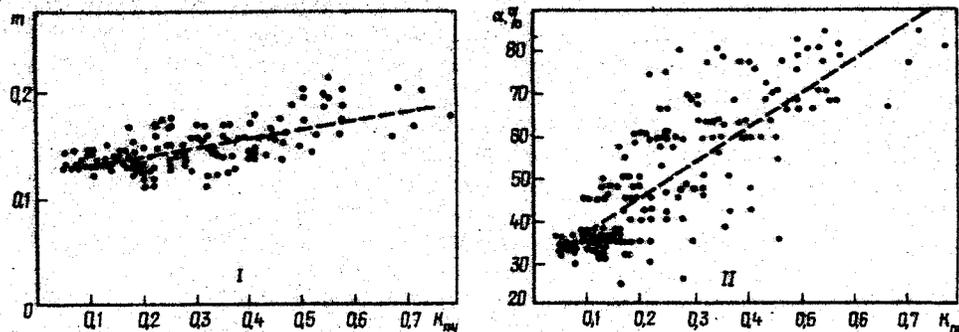


Рис. 43. Корреляционные зависимости пористости (I) и газонасыщенности (II) от песчанности продуктивных горизонтов Пиньянского месторождения

го типа геологического разреза и района. Лучше всего применять $K_{ПЧ}$. Закономерности его изменения по площади и разрезу уже изучены для многих месторождений. В отличие от других параметров на его величину мало влияет учет очень тонких пропластков.

Зависимость коллекторских свойств от песчанности. При изучении продуктивных горизонтов миоцена установлено, что большая часть алевролитов и мелкозернистых песчаников приходится на наиболее тонкие пропластки. Средне-, крупно- и грубозернистые песчаники и гравелиты связаны с более толстыми, часто метровыми слоями. С уменьшением мощности изменяется отношение глинистого цемента к обломочному материалу, и порода

Таблица 10. Статистические данные результатов опробования низкопесчаных горизонтов в газонесущей части Пиньянского и Садковичского месторождений

Коэффициент песчанности	Опробование											
	при котором не получено прироста		при котором отмечено газопроявление на устье скважины $q_{max} < 1 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$		при котором получен газ с минимальным давлением $q_{max} = 1-5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$		при котором получен газ $q_{max} = 5-25 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$		с промышленным притоком газа $q_{max} > 25 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$		Всего	
	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля
0,20-0,18	1	0,111	1	0,111	1	0,111	6	0,667	9	1,0	1	1,0
0,18-0,16	-	-	-	-	1	0,091	1	0,091	1	0,091	1	0,091
0,16-0,14	-	-	4	0,444	3	0,333	2	0,222	3	0,333	3	0,333
0,14-0,12	1	0,125	2	0,250	3	0,375	4	0,500	8	1,0	1	1,0
0,12-0,10	5	0,200	17	0,680	1	0,040	2	0,080	25	1,0	1	1,0
0,10-0,08	8	0,285	13	0,465	7	0,250	-	-	28	1,0	1	1,0
0,08-0,06	2	0,181	6	0,546	3	0,273	-	-	11	1,0	1	1,0
<0,06	2	0,667	1	0,333	-	-	-	-	3	1,0	1	1,0

становится более глинистой [81]. С увеличением глинистости ухудшаются фильтрационные свойства пород. Для баден-сарматских отложений установлена минимальная мощность пропластка, фильтрационные свойства которого позволяют считать его газосодержащим [82].

При снижении $K_{ПЧ}$ уменьшается средняя толщина проницаемых пропластков, и они становятся более тонкозернистыми и глинистыми. Одновременно ухудшаются их коллекторские свойства. Для оценки влияния песчанности на пористость и газонасыщенность проведен корреляционный анализ для Садковичского и Пиньянского месторождений (рис. 43). Выявлены следующие зависимости пористости от песчанности:

для Садковичского месторождения

$$m = 42,6 K_{ПЧ} + 5,46, \% \quad (r = 0,70), \quad (4)$$

для Пиньянского

$$m = 8,5 K_{ПЧ} + 12,4, \% \quad (r = 0,68). \quad (5)$$

Между газонасыщенностью и песчанностью также имеется корреляционная связь:

для Садковичского месторождения

$$\alpha = 106 K_{ПЧ} + 25, \% \quad (r = 0,64), \quad (6)$$

для Пиньянского

$$\alpha = 78,6 K_{ПЧ} + 29,3, \% \quad (r = 0,70). \quad (7)$$

Для разработки месторождений важно установить влияние песчанности на продуктивность скважин или на проницаемость пород. Для проведения такого анализа нами использовались промышленные данные по определению проницаемости Ходновичского, Пиньянского и Свидвицкого месторождений. Проницаемость определялась двумя способами - по кривой восстановления давления (КВД) и фильтрационному коэффициенту α . Статистическая совокупность, составленная по разным месторождениям, не распадается на составные (по месторождениям) части. Это позволяет провести корреляционный анализ с большим количеством данных и установить более общую закономерность влияния песчанности на продуктивность скважин.

Зависимость проницаемости, определенной по КВД, от песчанности можно представить так:

$$\bar{y} = \lg K_{квд} = 4,63 K_{ПЧ} - 0,99 \quad (r = 0,73), \quad (8)$$

а зависимость проницаемости, определенной по коэффициенту α , от песчанности

$$\bar{y} = \lg K_{\alpha} = 3,62 K_{ПЧ} + 0,36 \quad (r = 0,51). \quad (9)$$

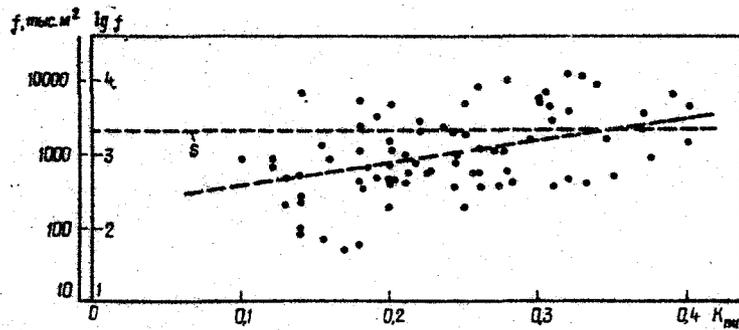


Рис. 44. Корреляционная зависимость удельной площади дренирования одной скважиной от песчаности горизонта (\bar{J} - средняя площадь газоносности, приходящаяся на одну скважину, равная $\approx 2 \text{ км}^2$)

Найдена также корреляционная зависимость между дебитом эксплуатационной скважины и песчаностью. В качестве удельного дебита принималась величина, равная расчетному (по уравнениям притока) дебиту при пластовом давлении 10 МПа и депрессии 5 МПа, деленному на вскрытую скважиной эффективную мощность - $[q_y] = \frac{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}{\text{м}}$. Полученная зависимость имеет вид

$$\bar{q} = 29 q_y = 0,24 + 2,75 K_{пч} \quad (r = 0,43). \quad (10)$$

Установлено, что зависимость проницаемости и продуктивности скважин от песчаности не случайна (критерий Стьюдента равен 3,5-4,6), однако недостаточна для оценки продуктивности скважин только по карте песчаности из-за низкого значения коэффициента корреляции.

С уменьшением $K_{пч}$ уменьшаются дебиты скважин. Важно установить хотя бы приблизительно вероятность получения промышленного притока газа из низкопесчаных разрезов. Для оценки такой вероятности в баден-сарматских отложениях можно применить таблицу статистических данных, составленную по результатам опробования низкопесчаных горизонтов на Садковичском и Пиньянском месторождениях (табл. 10).

Схематическая литологическая модель прерывистого продуктивного горизонта

С песчаностью продуктивных горизонтов тесно связана степень дренирования эксплуатационными скважинами разрабатываемых залежей. Действительно, с увеличением $K_{пч}$ закономерно увеличивается мощность проницаемых пропластков и их проницаемость, а следовательно, уменьшается вероятность их прерывистости даже на больших расстояниях. Одновременно увеличивается вероятность вертикальной сообщаемости из-за уменьшения мощности разделяющих их непроницаемых пропластков.

С уменьшением $K_{пч}$ сообщаемость между пропластками и участками залежи ухудшается. Это подтверждается многочисленными фактами при разработке газовых залежей. В горизонтах с $K_{пч} < 0,5$ образуются прослойные залежи. В этих залежах вследствие вертикальной разобщенности проницаемых прослоев гравитационного разделения воды и газа не происходит в пределах горизонта, а отмечается только в отдельных пропластках. В горизонтах с низким $K_{пч}$ встречается очень много тонких прослоев с низкими коллекторскими свойствами. В тонких пропластках имеются низкогазонасыщенные участки, где создаваемые на практике перепады давлений недостаточны для движения в них газа в связи с возмужением капиллярных явлений. Поэтому в низкопесчаных горизонтах дренируемые скважинами удельные площади уменьшаются с уменьшением $K_{пч}$, что видно из корреляционной зависимости, установленной для Ходновичского, Садковичского, Свидницкого и Пиньянского месторождений (рис. 44).

Ухудшение сообщаемости с уменьшением $K_{пч}$ горизонта отмечается в районах Западной Сибири, Поволжья, Башкирии, где выявлена корреляционная зависимость доли

объема непрерывной части пласта от $K_{пч}$ [26]. Эта зависимость применяется для оценки охвата дренированием на стадии проектирования разработки новых горизонтов с похожим строением. При построении зависимости объем непрерывной части каждого горизонта и средняя песчаность определялись по зональным картам.

Строить зональные карты баден-сарматских отложений Предкарпатья не имеет смысла, потому что пропластков много, они очень тонкие, прослеживаются на небольшие расстояния и не выдерживаются между скважинами. Применять прямую численную зависимость по аналогии с другими районами нецелесообразно, так как неоднородности горизонтов по мощностям чередующихся пропластков и прерывистости иные.

В то же время применяя методы математической статистики, теорию вероятности и выявленные выше закономерности чередования можно создать схематическую модель горизонта, позволяющую рассчитывать степень охвата горизонта дренированием при различном количестве и разном размещении эксплуатационных скважин.

Предположим, что продуктивный горизонт представлен переслаиванием проницаемых и непроницаемых пропластков. Для упрощения примем, что в горизонте отсутствуют такие пропластки, которые в одних условиях проницаемые, а в других - непроницаемые. Наличие зон и участков проницаемого пропластка, на которых нет фильтрации, означает, что пропласток в этом месте выклинился. Выклинивание пропластка в определенном направлении принимаем как плавное уменьшение его мощности до нуля. Предположим далее, что продуктивный горизонт на достаточно обширной площади имеет постоянную мощность и $K_{пч}$. Мощности отдельных пропластков, как проницаемых (песчаных), так и непроницаемых (глин), принимаем изменяющимися по площади. В каждой точке этой площади в соответствии с установленными закономерностями количество пропластков и их распределение по мощности будут одинаковыми, т.е. случайными величинами и зависимыми с постоянными математическими ожиданиями. Далее, пусть изменение отдельно взятого пропластка можно охарактеризовать величиной q , равной изменению эффективной продуктивности пропластка в направлении наибольшего ее изменения: $q_m = (dh)/(c \cdot dx)$ (градиент мощности). Очевидно, что для каждого пропластка и для каждой точки одного и того же пропластка величина q_m будет разной. Однако диапазон ее изменения ограничен от нуля до некоторого максимального значения, определяемого природными условиями. Величину q_m можно считать случайной, характеризующейся распределением, математическим ожиданием и дисперсией.

Исходя из принятых условий рассмотрим степень сообщаемости проницаемых пропластков при различных значениях $K_{пч}$ изучаемого горизонта.

Если горизонт характеризуется низкими значениями $K_{пч}$, и вскрытые скважиной мощности пропластков глины значительно превышают таковые пропластков песчанника, то пропластки песчанника представляются как линзы, взвешенные в толще глины. Площадь распространения каждой линзы можно рассматривать как площадь круга с радиусом $r_A = h_{max}/q_m$, где h_{max} - максимальная мощность линзы в центре.

Линзы песчанника расположены по площади и разрезу произвольно и скважиной будут вскрываться в случайном месте. Вскрытая мощность каждой линзы, за редким исключением, будет меньше максимальной. Поэтому для определения размеров линз и их объема примем некоторое среднее значение мощности линзы, которое при рассмотрении множества пропластков можно заменить значениями вскрытой мощности. Среднее значение определяем из условия равенства объема: если линзы в виде конусов с высотой h_{max} заменим равновеликими цилиндрами с высотой h_{cp} , тогда можно принять $h_{max} = 3h_{cp}$.

Среднее значение мощности пропластков, вскрытых скважиной, будет соответствовать среднему значению величин h_{cp} всех вскрытых скважиной линз. Поэтому средний размер и средний объем одной линзы соответственно равны $r_A = 3h/q_m$ и $V_A = 9\pi h^3/q_m^2$, где q_m - математическое ожидание градиента мощности. Если залежь вскрыта одной скважиной, то коэффициент охвата дренированием в первом приближении определится как отношение объема вскрытых скважиной линз (по числу пес-

чаных пропластков) к объему всех песчаников залежи или как отношение средней площади линзы к площади залежи. Это приемлемо только для горизонтов с очень низкой песчаностью, когда площадь линз во много раз меньше площади залежи. При высокой песчаности, наоборот, тонкие линзовидные непроницаемые пропластки взвешены в песчаной толще. В этом случае коэффициент охвата дренированием равен единице даже при разработке залежи одной скважиной.

Более сложным представляется изменение песчано-глинистого разреза при наиболее часто встречающемся $K_{ПЧ}$ горизонте, когда объемы проницаемой и непроницаемой фаций близки между собой.

Пусть горизонт с определенным $K_{ПЧ}$, имеющий n проницаемых пропластков, вскрыт скважиной на полную мощность. Каждый вскрытый пропласток претерпевает изменения в любом из принятых направлений. Кроме изменения мощности, происходят количественные превращения: пропласток может выклинить, расчленился на два, слиться с нижележащим или вышележащим пропластком. Такие превращения (но не обязательно те же) происходят и в других направлениях. В плане можно выделить участок пропластка, ограниченного линиями количественного превращения. Очевидно, каждый такой участок имеет самые причудливые очертания, но характеризуется вполне определенной величиной площади S . Для всего множества имеющихся в горизонте таких участков величину S можно рассматривать как случайную, с вполне определенными математическим ожиданием, депрессией и другими характеристиками.

В вертикальном разрезе такой участок характеризуется линейным размером l , равным расстоянию между двумя точками, в которых происходят количественные изменения. Для различных произвольно взятых разрезов одного и того же участка величина l будет различной, так как зависит от места и направления разреза. Эту величину также можно рассматривать в качестве случайной как для отдельно взятого участка, так и для всех участков в комплексе рассматриваемого горизонта. В последнем случае математическое ожидание величины l есть линейный размер неоднородности продуктивного горизонта l_0 . Линейный размер связан со средней площадью участка S_0 (математическое ожидание величины S) условием $S_0 = l_0^2$, что вытекает из площади залежи как суммарной площади большого количества участков.

Произвольную величину l можно увязать с изменением мощности пропластка g в направлении l . Изменение мощности пропластка в произвольном направлении l равно градиенту мощности g_m , умноженному на косинус угла между направлением наибольшего изменения мощности и направлением l . Угол α может изменяться от 0 до 90°, тогда его среднее значение равно 45°, а $g = \frac{\sqrt{2}}{2} g_m$. Математическое ожидание величины g , g_0 и линейный размер неоднородности l_0 связаны условием

$$l_0 = \frac{2h_{cp}}{g_0}, \quad (11)$$

где h_{cp} - средняя мощность вскрытых скважиной пропластков, включая проницаемые и непроницаемые.

С учетом приведенного рассмотрим вертикальный профиль продуктивного горизонта между скв. 1 и 2, расположенными на расстоянии l_0 . Проанализируем, какие произойдут изменения в количестве пропластков между скважинами.

Все пропластки можно разделить на такие группы:

- 1) выклинивающиеся, которые имеются в скв. 1, но отсутствуют в скв. 2;
- 2) которые отсутствуют в скв. 1, но появляются в скв. 2;
- 3) которые к скв. 2 расчлениются на два;
- 4) которые с приближением к скв. 2 сливаются с соседними;
- 5) прослеживающиеся в обеих скважинах и на рассматриваемом профиле количественных изменений не претерпевающие;
- 6) которые на профиле претерпевают два и больше количественных изменений.

Предположим, что поведение каждого пропластка на расстоянии - явление случайное, т.е. каждому из перечисленных случаев можно приписать вероятности $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6$, сумма которых равна единице. Если примем за исходную скв. 2 и

будем рассматривать изменение пропластков в обратном направлении - к скв. 1, то устанавливается, что $P_1 = P_2$ и $P_3 = P_4$.

Рассмотрим теперь глинистые, т.е. непроницаемые, пропластки между теми же скважинами. Аналогичным случаям придадим вероятности $q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6$. Также установим $q_1 = q_2$ и $q_3 = q_4$. Принимая во внимание, что выклинивание песчаного пропластка означает слияние двух соседних глинистых, из совместного рассмотрения глинистых и песчаных пропластков выходит, что $P_1 = q_3, P_2 = q_4, P_3 = q_1, P_4 = q_2$.

Из рассмотрения всех $2n$ пропластков (глинистых и песчаных) вытекает, что $P_1 + q_1 = P_2 + q_2 = P_3 + q_3 = P_4 + q_4$. Вероятности пятого и шестого случаев определяются дисперсией величины l_0 . Если рассматривать количественные изменения пропластков на расстояния, в несколько раз превышающие l_0 (но кратные l_0), то такое же (в среднем) будет количество превращений каждого рассматриваемого пропластка, т.е. пятый и шестой случаи сводятся к первым четырем. Это позволяет записать для всех $2n$ пропластков

$$P_1 + q_1 + P_2 + q_2 + P_3 + q_3 + P_4 + q_4 = 1, \quad P_1 + q_1 = P_2 + q_2 = P_3 + q_3 = P_4 + q_4 = 0,25. \quad (12)$$

Согласно теореме Бернулли, при большом количестве случаев их вероятности равны относительному числу. Таким образом, если в данном горизонте скважина вскрыла множество проницаемых и непроницаемых пропластков, общее число которых $2n$, то на расстоянии l_0 25% из них выклинятся, 50% сольется с соседними одноименными, а в новом разрезе (скв. 2) их будет 25% общего количества ($2n$), 25% расчленился надвое, и в новом разрезе число их составит 50% общего количества, а кроме того появится 25% новых пропластков.

Принимаем разрез скв. 2 за исходный и, считая пропластки равнозначными, предположим, что в том же направлении (к следующей условной скв. 3) на расстоянии l_0 от скв. 2 произойдут такие же изменения, т.е. четвертая часть пропластков выклинятся, половина сольется с соседними и в новом разрезе их будет только 25%, четвертая часть раздвоится и в новом разрезе их станет 50%, а также появится 25% новых пропластков. Сравнивая разрезы скважин 1 и 3, видим, что на расстоянии $2l_0$ литологически выклинятся 39% общего числа пропластков, присутствующих в скв. 1. По аналогии найдем, что на расстоянии $3l_0$ это число составит 48,4, на расстоянии $4l_0$ - 54,45, на расстоянии $5l_0$ - около 58% и т.д. Эта последовательность аппроксимируется в виде суммы геометрической прогрессии, знаменатель которой $3/5$, а начальный член 0,25.

Таким образом, если известен размер неоднородности l_0 , то по зависимости

$$d_{cp} = \sum_{m=1}^{\infty} 0,25 \cdot \left(\frac{3}{5}\right)^{m-1} \quad (13)$$

можно определить среднюю вероятность выклинивания пропластков в зависимости от расстояния до скважины: $l = ml_0$.

По условию эта закономерность действительна для разрезов с постоянным $K_{ПЧ}$. Установленная для общей суммы проницаемых и непроницаемых пропластков зависимость (13) будет действительной и отдельно для каждого, так как вероятность выклинивания проницаемого пропластка такая же, как и для непроницаемого.

С целью определения степени охвата дренированием необходимо найти эффективную мощность газоносного горизонта, имеющего сообщение с газовой скважиной. Относительное число пропластков можно принять равным вероятности. Однако общая мощность выклинившихся пропластков будет меньше произведения числа пропластков на среднюю мощность одного пропластка. Тонкий пропласток песчаника, находящийся между более мощными пластами глины, имеет большую вероятность выклинивания, чем толстый, расположенный между тонкими пластами. Поэтому вероятность выклинивания пропластка следует рассчитывать в зависимости от соотношения мощностей проницаемого и меньшего соседнего непроницаемого пропластков. Считая, что по вероятности выклинивания в зависимости от соотношения мощностей все пропластки распределяются нормально вокруг среднего значения, найденного по геометрической прогрессии (13),

примем для определения вероятности выклинивания конкретного пропластка следующее выражение:

$$d = \frac{1 - \operatorname{erf}(G + \lg \bar{h})}{2}, \quad (14)$$

где $\operatorname{erf}(x)$ - интеграл вероятности; G - параметр, определяемый из условия $\operatorname{erf}(G) = 1 - 2d_{\text{ср}}$; \bar{h} - соотношение мощностей для определяемого проницаемого пропластка и меньшего соседнего непроницаемого,

$$\bar{h} = \frac{h_{\text{прон}}}{h_{\text{непр}}}$$

Вероятность того, что проницаемый пропласток мощностью $h_{\text{прон}} = h_i$ будет находиться по соседству с непроницаемым мощностью $h_{\text{непр}} = h_j$ и при этом мощность h_j будет относиться к более тонкому из двух соседних пропластков, можно определить по выражению

$$b_j = \frac{2n_j}{n} \left(1 - \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_j}{n} \right) - \frac{n_j^2}{n^2}, \quad (15)$$

где n - количество всех непроницаемых пропластков; n_1, n_2, \dots, n_j - количество непроницаемых пропластков с мощностью соответственно h_1, h_2, \dots, h_j , причем $h_1 < h_2 < \dots < h_j$.

Тогда вероятность выклинивания произвольного проницаемого пропластка с мощностью h_i в определенном направлении на расстоянии l равна

$$B_i = \sum_{j=1}^k d_{ij} b_j, \quad (16)$$

где k - количество всех классов в статистическом распределении непроницаемых пропластков по мощностям.

Вероятность, что этот же пропласток выклинивается (литологически закончится) и в противоположном направлении, равна B_i^2 , а вероятность его выклинивания со всех сторон - B_i^4 . Переходя от вероятности к относительному количеству пропластков, сможем оценить, какая часть эффективной мощности вскрытого скважиной разреза входит в состав линз, т.е. выклинивается со всех сторон на расстоянии l от скважины. Это могут быть как отдельные пропластки-линзы, так и линзовидные комплексы сообщавшихся между собой нескольких пропластков.

Остальные пропластки образуют связанную и частично выклинивающуюся часть эффективной мощности. Связанная часть выключает те пропластки, которые имеют сообщение с удаленными разрезами горизонта в любом направлении. Вероятность принадлежности пропластка к этой части равна $(1 - B_i)^4$. Частично выклинивающаяся часть выключает все остальные пропластки. Вероятность принадлежности равна

$$C_i = 1 - (1 - B_i)^4 - B_i^4.$$

Пропастки, относящиеся к выклинивающейся части, неравноценны. Одни из них газодинамически сообщаются со связанной частью хотя бы с одной стороны в пределах рассматриваемой залежи, а другие не сообщаются с ней, но могут сообщаться уже за пределами залежи или литологически заканчиваться на расстояниях больше l . Вероятность принадлежности частично выклинивающегося пропластка к группе сообщавшихся примем пропорциональной этому объему и будем определять по выражению $(1 - B_i)^4 / C_i$. Эта группа пропластков вместе со связанной частью образует непрерывную часть продуктивного горизонта. В нее входят все пропластки, газодинамически сообщавшиеся с любой скважиной, которая вскрыла горизонт на всю мощность. Вероятность принадлежности пропластка к непрерывной части будет равна $F_i = (1 + C_i)(1 - B_i)^4$. Другая группа выклинивающихся пропластков входит в состав полулинз. Вероятность $E_i = C_i - (1 - B_i)^4 C_i$.

При большой мощности горизонта вероятности $D = B_i^4$, E и F будут приблизительно равны относительному числу пропластков, входящих соответственно в состав линз, полулинз и непрерывной части. Высчитав вероятности, можем разделить всю вскрытую эффективную мощность на три такие части, а при постоянном $K_{\text{плч}}$ - весь поровый объем коллекторов и запасов газа.

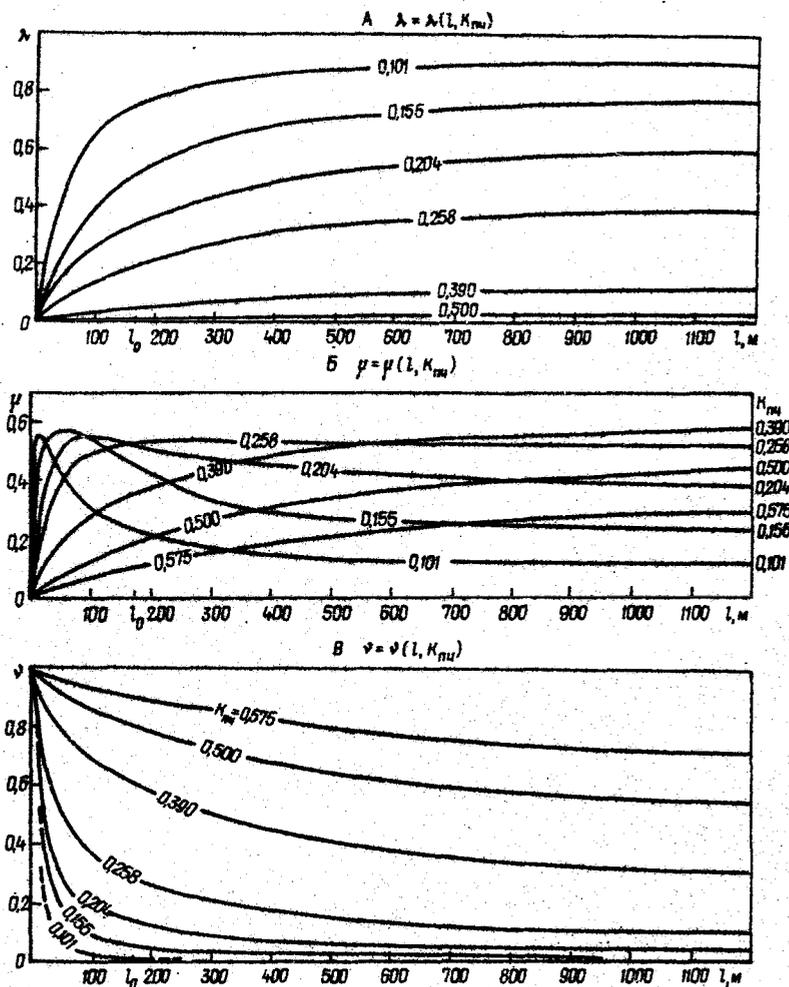


Рис. 45. Долевое участие в общем объеме песчанников газовой залежи линз (А), полулинз (Б) и непрерывной части (В) в зависимости от размера залежи и $K_{\text{плч}}$

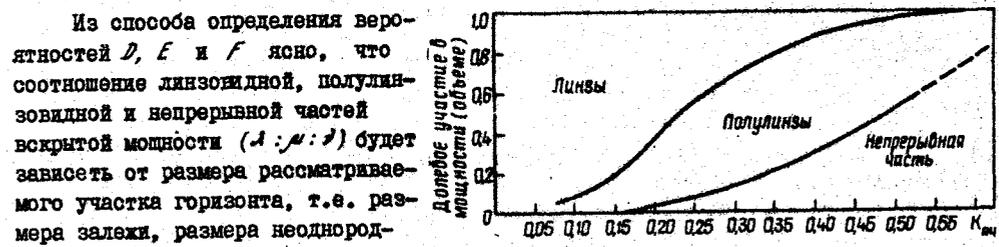


Рис. 46. Долевое участие в общем объеме песчанников газовой залежи (диаметр 1 км) линз, полулинз и непрерывной части в зависимости от $K_{\text{плч}}$

Из способа определения вероятностей D , E и F ясно, что соотношение линзовидной, полулинзовидной и непрерывной частей вскрытой мощности ($\lambda : \mu : \nu$) будет зависеть от размера рассматриваемого участка горизонта, т.е. размера залежи, размера неоднородности l_0 , функций распределения по мощностям проницаемых и непроницаемых прослоев, которые, в свою очередь, зависят от $K_{\text{плч}}$.

Применив приведенные на рис. 45 кумуляты распределения пропластков по мощностям, были рассчитаны зависимости удельных объемов непрерывной (ν), полулинзовидной (μ) и линзовидной (λ) частей залежи в зависимости от $K_{\text{плч}}$ и размера l , кратного величине l_0 , для баден-сарматской толщи Предкарпатья (рис. 45, 46).

Для каждого i -го класса в распределении проницаемых прослоев определялись значения D_i , E_i и F_i , которые умножались на величину λ_i - долевого участия

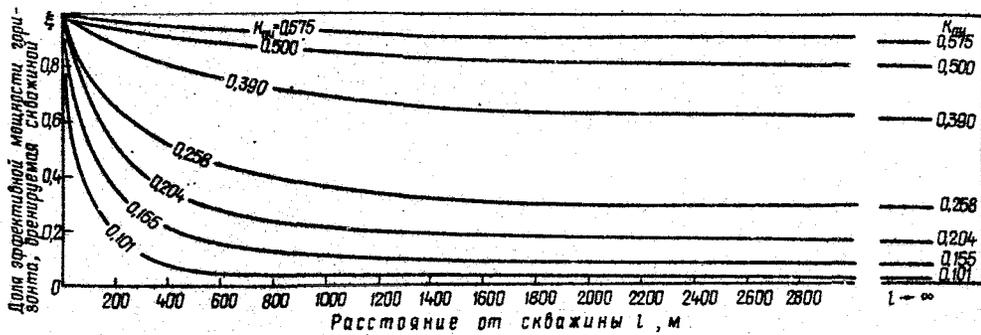


Рис. 47. Доля эффективной мощности продуктивного горизонта, дренируемая скважиной, в зависимости от расстояния от нее и $K_{пц}$

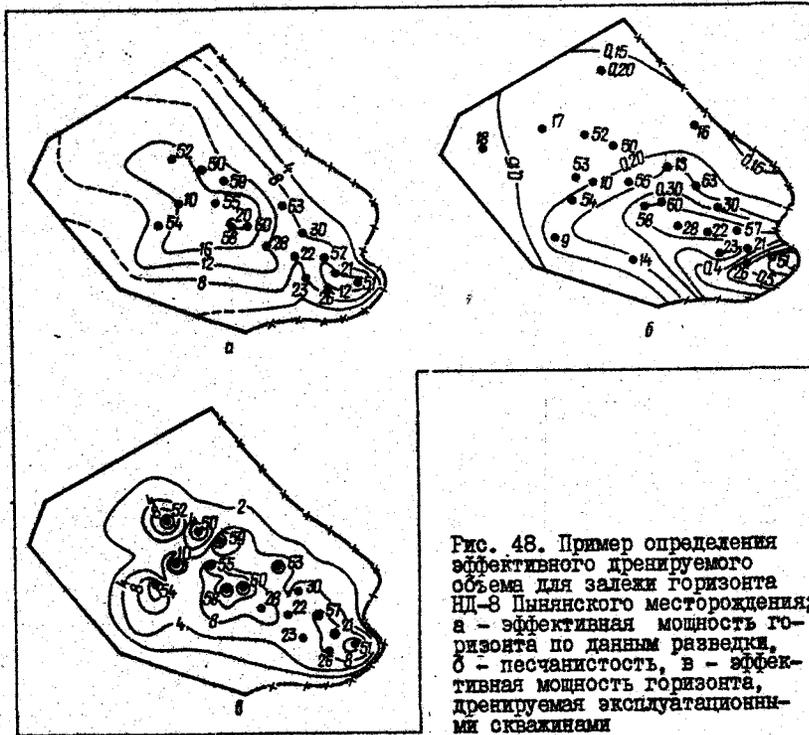


Рис. 48. Пример определения эффективного дренируемого объема для залежи горизонта НД-8 Пивнянского месторождения; а - эффективная мощность горизонта по данным разведки, б - песчаность, в - эффективная мощность горизонта, дренируемая эксплуатационными скважинами

пропластков с мощностью h_i в общей эффективной мощности горизонта - и суммировались по классам. Построение по данным расчета графики $\lambda = \lambda(K_{пц}, l)$, $\mu = \mu(K_{пц}, l)$ и $\nu = \nu(K_{пц}, l)$ позволяют определить, какая часть объема газовой залежи будет дренироваться скважинами. Проведем такие определения для конкретной залежи.

Пусть имеется круговая залежь с радиусом R , приуроченная к горизонту с постоянным $K_{пц}$ и эксплуатационной скважиной в центре залежи. По известным $K_{пц}$ и $l=R$ находим по графикам соотношение $\lambda : \mu : \nu$ и разделяем в этом соотношении вскрытую эффективную мощность h_2 . Вблизи забоя скважина будет дренировать всю вскрытую эффективную мощность горизонта, на контуре - мощность, относящуюся к непрерывной части $-h_2$, и какую-то долю эффективной мощности, относящейся к полулинзам, а совсем не будет дренировать эффективную мощность, относящуюся к линзам.

Долевое участие эффективной мощности горизонта, относящейся к полулинзам, может быть различным в зависимости от $K_{пц}$ и размера залежи. В первом приближении можно принять $\alpha = 0,5$. Это будет верно в том случае, если все вскрытые скважиной полулинзы будут прослеживаться по контуру залежи в среднем на дуге 180° . А по-

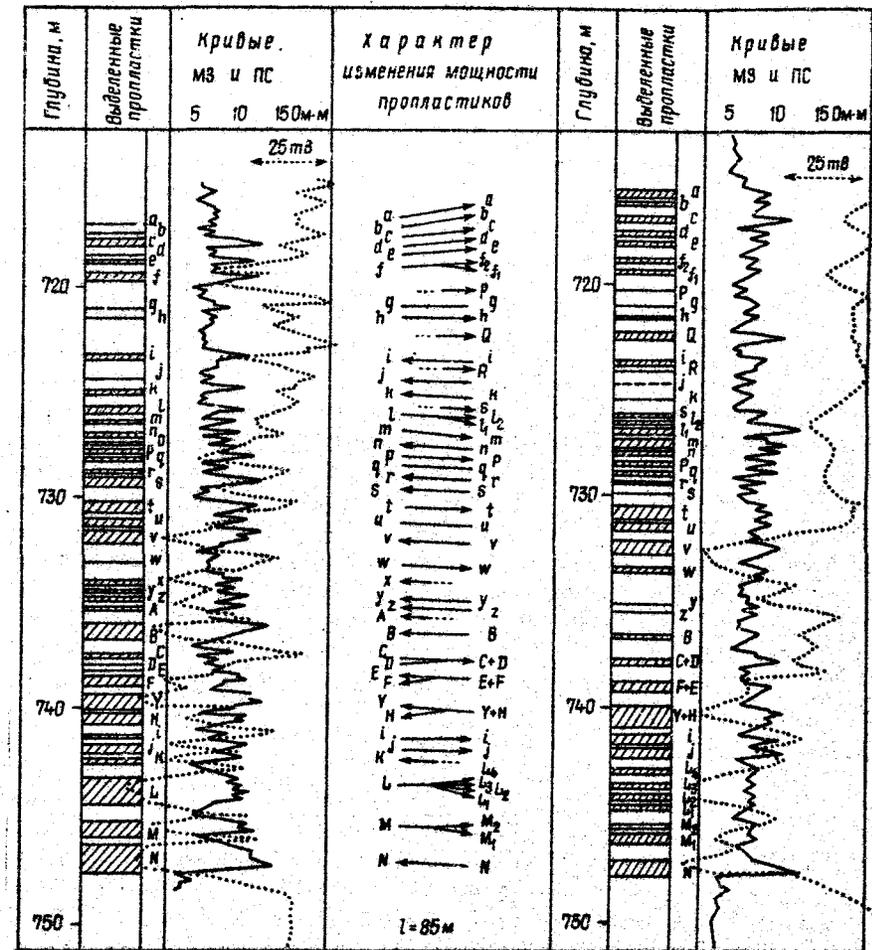


Рис. 49. Пример прослеживания проницаемых пропластков между двумя скважинами и изменения мощности пропластков по кривым микрозондов и БКЗ

скольку они расположены в пространстве случайным образом, то в каждой точке на контуре будет присутствовать половина из них. Фактически дуга, на которой прослеживается полулинза, может быть больше и меньше 180° . При низких $K_{пц}$ будет больше полулинз с малыми дугами прослеживания, а при высоких - наоборот.

Из приведенного метода определения вероятностей принадлежности пропластка к полулинзовидной части E_i ясно, что все пропластки можно разделить на одно-, двух- и трехсторонние, т.е. это будут полулинзы с дугами прослеживания на контуре залежи $90, 180$ и 270° . Если провести такое распределение, то величину α можно определить точнее как изменяющуюся в зависимости от $K_{пц}$.

При уменьшении размера залежи удельная часть эффективной мощности, дренируемая скважиной $\xi = \nu + \alpha\mu$, будет увеличиваться за счет перехода линз в непрерывную часть и полулинзы.

На основании определений λ, μ, ν построена зависимость $\xi = \xi(l, K_{пц})$ (рис. 47). Если построить карту равных ξh_2 , то это будет карта равных эффективных газонасыщенных мощностей, имеющих газодинамическое сообщение со скважиной, вскрывшей горизонт на всю мощность. При наличии нескольких скважин ξh_2 будет определяться по расстоянию до ближайшей из них. Если продуктивный горизонт характеризуется различными $K_{пц}$, то для построения карты равных ξh_2 вначале необходимо построить карту h_2 и карту песчаности - $K_{пц}$. Величину ξ для каждой точки пласта определяют в зависимости от $K_{пц}$ и расстояния до ближайшей эксплуатационной скважины - l в единицах, кратных l_0 (рис. 48).

Величина l_0 , определенная по формуле (11), принята постоянной для всей залежи. Величина изменения мощности q определена путем непосредственного сопоставления разрезов близкорасположенных скважин. По кривым БЗЗ и микровонда можно установить идентичность пропластков в двух скважинах и изменение их мощности (рис. 49).

Суммарное увеличение мощностей пропластков от одной скважины к другой (плюсовое изменение) и суммарное уменьшение (минусовое изменение) при одинаковых $K_{пл}$ в обеих скважинах оказываются примерно одинаковыми. Среднее изменение мощности (плюсовое или минусовое) одного пропластка между двумя скважинами, разделенное на расстояние между скважинами, принималось за величину q . По данным определения для 15 пар скважин на Пинягском, Ходновичском и Угёрском месторождениях, значения q изменяются от $0,77 \cdot 10^{-3}$ до $3,62 \cdot 10^{-3}$ м/м, причем вквост простирания структурных элементов величина q больше. Для расчетов l_0 и построения карты равных l_0 , значение q принято постоянным и равным $1,8 \cdot 10^{-3}$ м/м. Определив объем песчаников по картам равных h_0 и l_0 для залежи, сможем оценить величину коэффициента охвата дренированием. Этот коэффициент будет зависеть от размера неоднородности l_0 или q , $K_{пл}$, размера залежи, числа и размещения скважин, а также от полноты вскрытия каждой скважиной проницаемых пропластков.

В данном случае коэффициент охвата равен 0,67 (рис. 48). Подсчитанные таким способом коэффициенты охвата лишь приблизительно будут соответствовать истинной величине, поскольку природный продуктивный горизонт более сложный, чем литологическая модель. Предложенная модель все же позволяет найти лучшее размещение скважин, выявить участки с недренируемыми запасами и в комплексе с другими методами глубже познать природу продуктивных горизонтов с чередующимися в них пропластками.

Изменение фильтрационных процессов в заканчиваемых разработкой неоднородных горизонтах

Среди геологических факторов, влияющих на разработку продуктивных горизонтов и конечную газодачу, важное значение имеют те, которые определяют фильтрацию, т.е. движение флюида в пористой среде за счет перепада давления. Согласно закону Дарси, скорость фильтрационного потока пропорциональна градиенту давления, а направление потока противоположно направлению градиента. Величина скорости определяется градиентом давления, вязкостью флюида и проницаемостью пористой среды. Проницаемость выступает как свойство, характеризующее данный продуктивный горизонт, и как один из важных факторов, определяющих процесс разработки и конечную газодачу.

Справедливость закона Дарси сохраняется только при небольших градиентах давления и в однородных коллекторах [15, 60, 88, 146, 151, 154, 155]. При увеличении градиентов давления фильтрационный процесс описывается двучленной формулой

$$-\frac{dp}{dx} = Av + Bv^2, \quad (17)$$

где dp/dx - градиент давления, v - скорость фильтрации, A и B - коэффициенты, зависящие от свойств пористой среды и фильтрующейся жидкости или газа.

В продуктивном пласте приток жидкости или газа к эксплуатационной скважине моделируется плоскорадиальным двумерным движением от контура питания к забой скважины. Для газовых скважин принимается, что давление на контуре равно пластовому давлению в дренируемом объеме и что очертание зоны дренирования имеет форму круга [55, 88]. Исходя из выражения (17) и этих допущений, установившийся приток записывается формулой, именуемой уравнением притока

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = aq + bq^2, \quad (18)$$

где $P_{пл}$, P_c - пластовое и забойное давления, q - дебит скважины, a , b - фильтрационные коэффициенты.

Структура коэффициентов, по данным [60, 64], имеет вид

$$a = \frac{\mu z_{пл} P_{ат} T_{пл}}{2\pi kh T_{ст}} \left(2\pi \frac{R_k}{R_c} + c_1 + c_2 \right), \quad (19)$$

$$b = \frac{P_{ат} z_{пл} P_{ат} T_{пл}^2}{2\pi^2 h^2 T_{ст}^2 R_c} (1 + Rc_1' + c_2'), \quad (20)$$

где μ - вязкость газа в пластовых условиях, $z_{пл}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях, $P_{пл}$, $T_{пл}$ - пластовые давления и температура, R_k - радиус контура питания, R_c - радиус скважины, h - мощность пласта, k - проницаемость, l - макрошероховатость, c_1, c_1' - коэффициенты, характеризующие несовершенство скважины по степени вскрытия, c_2, c_2' - коэффициенты, характеризующие несовершенство скважины по характеру вскрытия, $P_{ат}$ - плотность газа, приведенная к стандартным условиям ($P_{ат} = 0,101$ МПа, $T_{ст} = 293$ К).

Из уравнения притока и структуры фильтрационных коэффициентов вытекает, что течение газа из пласта к скважине характеризуется двумя параметрами пористой среды - проницаемостью и макрошероховатостью, а также геометрическими размерами зоны дренирования пласта - мощностью и радиусом контура питания. Весь фильтрационный процесс разработки залежи записывается конечным числом (по количеству скважин) - уравнениями притока.

Добыча газа из пласта производится под действием давления газа. По мере истощения залежи пластовое давление уменьшается, что выражается уравнением истощения залежи

$$\sum q = -\frac{dV}{dt} = -\frac{z_{ст} T_{ст}}{P_{ат} T_{пл}} \frac{d}{dt} \left(\frac{P_{пл} \Phi}{z_{пл}} \right), \quad (21)$$

где $\sum q$ - суммарный дебит всех n скважин, V - текущие запасы газа в залежи, Φ - поровый объем залежи, занимаемый газом, $P_{пл}$, $T_{пл}$ - пластовые давления и температура, $P_{ат}$, $T_{ст}$ - давление и температура при стандартных условиях, $z_{пл}$, $z_{ст}$ - коэффициенты сверхсжимаемости газа при пластовых и стандартных условиях.

При газовом режиме давление газа - основная и определяющая сила, движущая газ к скважине, и залежь разрабатывается при постоянном газовом объеме [55]. При водонапорном режиме кроме давления газа добавляются гравитационные и упругие силы водоносного бассейна, и поровый объем в таком случае уменьшается. Уравнение истощения становится более сложным, потому что поровый объем представляется функцией текущего пластового давления и времени разработки. Характер функции зависит от активности, коллекторских свойств и упругоэластичности водоносного бассейна.

Уравнение истощения залежи вместе с уравнениями притока и уравнениями эксплуатации скважин, учитывающими потери давления в стволах скважин, образует математическую модель процесса добычи газа.

Добыча газа динамично связана с транспортировкой и потреблением. Поэтому система уравнений, описывающих добычу газа, дополняется уравнениями, учитывающими потери давления добытого газа в установках подготовки, степень сжатия в дожимных компрессорных станциях (ДКС) и потери давления в транспортируемых сетях. В комплексе выходит расчетная система, позволяющая увязать потребление газа с оптимальным вариантом разработки залежи и месторождения в целом, а также произвести прогнозные расчеты добычи газа до истощения его запасов [55].

Эта система позволяет также определить конечное пластовое давление (давление забрасывания) - P_k , а по нему по формулам (2) и (3) - конечный коэффициент газодачи. Конечное пластовое давление определяется исходя из минимального давления на входе в ДКС и минимального дебита скважин, которые устанавливаются из экономических соображений и технических возможностей.

Таким образом, из математической модели добычи газа вытекает, что конечное пластовое давление определяется минимальным давлением на входе в ДКС и потерями давления при минимальном дебите от пласта до ДКС, т.е. зависит от коэффициентов

фильтрационных сопротивлений α и β , а также от потерь давления в стволе скважины, газосборных сетях и очистных сооружениях.

При проектировании разработки газовых месторождений Предкарпатья, составлении прогнозных расчетов добычи газа и определении коэффициентов конечной газоотдачи дренируемого горизонта коэффициенты фильтрационного сопротивления принимались постоянными. Они определялись по данным исследования скважин на установившихся режимах фильтрации. В качестве пластового принималось забойное давление в закрытой скважине, если заметное его нарастание прекращалось. Фильтрационные коэффициенты, полученные по многим скважинам, осреднялись. Осреднение проводилось с целью учета разнородности скважин при расчетах и упрощения прогнозных расчетов таким образом, чтобы расчетная добыча по средним коэффициентам получалась равной фактической, полученной из разнородных скважин при тех же давлениях.

Сопоставление фактических показателей разработки залежей с ранее рассчитанными показало, что удовлетворительное их соответствие имеется только для высокопродуктивных горизонтов на начальных и основных периодах эксплуатации залежей. На конечном и особенно на завершающем этапах разработки фактические показатели оказываются хуже ранее рассчитанных, а коэффициенты конечной газоотдачи дренируемых горизонтов меньше расчетных.

Одной из причин такого несоответствия является изменение продуктивности скважины, а следовательно, и фильтрационных коэффициентов в процессе разработки залежей.

Применяемые при расчетах осредненные коэффициенты зависят не только от продуктивности всех скважин, но и от технологического режима эксплуатации каждой скважины [102]. Со временем технологические режимы эксплуатации скважин изменяются, и, следовательно, при принятом способе осреднения можно уже не учитывать действительную долю каждой скважины в общей добыче газа.

Изменение фильтрационных коэффициентов обусловлено также изменением параметров, входящих в их структуру. Такими параметрами являются вязкость газа μ , сверхсжимаемость газа Z , коэффициенты проницаемости и макрошероховатости k и l , радиус контура питания скважины r_c , а также коэффициенты, учитывающие несовершенство скважины и зависящие от загрязнения забоев скважины. Поэтому в каждом конкретном случае необходимо оценить величину изменения этих параметров и внести поправки в прогнозные расчеты добычи газа. Существенные поправки возникают на поздних этапах разработки залежи, когда пластовые давления значительно ниже начальных.

Функции $\mu = \mu(p)$ и $Z = Z(p)$ изучены для разных составов газа. Поэтому, задавая величину изменения давления, можно уверенно учесть изменение коэффициентов α и β в зависимости от изменения μ и Z . Сложнее обстоит дело с параметрами проницаемости и шероховатости. Изменения проницаемости в зависимости от давления изучались В.М. Добрыниным [47]. Он предложил эмпирическую степенную зависимость относительной проницаемости от относительного изменения давления для различных коллекторов. Однако непосредственное ее применение для уточнения коэффициентов дает большей частью неверные результаты. Причиной этого является неоднородное строение продуктивных горизонтов.

В продуктивном пласте каждый элементарный объем характеризуется величиной проницаемости. Проницаемость — не только функция координат, но в каждом элементарном объеме зависит и от направления фильтрационного процесса, т.е. является тензорной величиной более высокого ранга. Направление фильтрационного процесса, в свою очередь, определяется расстановкой эксплуатационных скважин и технологическим режимом их эксплуатации. Кроме того, фильтрационный поток не является прямолинейным, а стремится выбирать более проницаемые участки пласта.

Таким образом, величина проницаемости, входящая в уравнение притока, является обобщенной, отражающей одновременно проницаемость по всему дренируемому скважиной объему и характер фильтрационного процесса. При изменении фильтрацион-

ного процесса изменится величина проницаемости, так как долевое участие проницаемости каждого участка пласта будет другим. Очевидно, что долевое участие (вес) проницаемости призабойной зоны скважины оказывает большее влияние на обобщенную величину, чем проницаемость отдаленных от скважины участков пласта.

Изменение проницаемости происходит не только за счет упругопластических деформаций породы при снижении давления и изменении фильтрационных процессов в неоднородных коллекторах, но также за счет фазовых превращений флюида. При движении газа по пласту в связи с изменением термодинамических условий происходят испарение и переход в газовое состояние связанной воды и конденсата или, наоборот, выпадение их в свободное состояние.

По указанным причинам при промышленных исследованиях получают разные значения проницаемости и коэффициентов α и β , если не соблюдаются одинаковые условия исследований (количество режимов, диапазон давлений, время стабилизации на режимах). Проницаемость, определенная по коэффициенту α , обычно существенно отличается от проницаемости, определенной по кривой нарастания давления.

Аналогичным по характеру является и параметр макрошероховатости l , входящий в коэффициент β . Параметр имеет линейную размерность и коррелируется с параметром проницаемости [60, 79, 96, 146]. Влияние этого параметра сказывается в непосредственной близости от ствола скважины. В общем случае параметр l , как и параметр k , зависит от давления и фазовых превращений.

При разработке газовых месторождений на фильтрационный процесс влияют параметры, учитывающие несовершенство скважины. При определении этих параметров встречается ряд затруднений. Поэтому рекомендуют их значения принимать равными нулю [60]. В таком случае влияние несовершенства скважины включается в параметры k и l .

Таким образом, параметры k и l , характеризующие фильтрационный процесс, не соответствуют величинам проницаемости и макрошероховатости в их классическом определении, в связи с чем не могут быть определены по образцам пород или геофизическими методами. Они зависят от неоднородности пласта, направления фильтрационных процессов, несовершенства скважины, упругопластических деформаций пласта, фазовых превращений флюидов и загрязнения забоев. Поэтому изменение этих параметров, а значит, и фильтрационных коэффициентов α и β в процессе разработки залежи, следует рассматривать с учетом конкретных условий фильтрационных процессов каждой залежи и каждой скважины.

Наиболее сложным представляется фильтрационный процесс в продуктивных горизонтах, сложенных переслаиванием проницаемых и непроницаемых слоев. Если горизонт состоит из определенного числа проницаемых слоев, проницаемость и мощность каждого из которых одинаковы и по площади не изменяются, приток газа к скважине определяется тем же уравнением притока, что и для монолитного пласта. При этом структура коэффициентов α и β будет такой же, как и в случае с монолитным пластом. Различие будет лишь в том, что вместо мощности пропластка в формулах следует подставлять сумму мощностей всех эксплуатируемых пропластков. Если же проницаемость отдельных пропластков изменяется по площади, то фильтрационный процесс будет более сложным, чем для монолитного пласта с такой же неоднородностью. Причиной этого является ограничение свободы фильтрационного потока по вертикали [110]. Следовательно, коэффициенты α и β для горизонтов, сложенных переслаиванием пропластков, будут больше, чем для монолитного пласта с мощностью, равной сумме мощностей эксплуатируемых пропластков.

В случае нескольких пропластков с различными проницаемостью и мощностью зависимость Δp^2 от q уже выразится не параболой, а будет иметь более сложный вид [60]. В принципе эту зависимость на определенный период эксплуатации скважины можно представить рядом

$$\Delta p^2 = p_{н1}^2 - p_{н2}^2 = a_0 + a_1 q + a_2 q^2 + a_3 q^3 + \dots \quad (22)$$

Отбрасывая члены этого ряда со степенями выше второй и приняв, что в боль-

шинстве случаев при $\Delta p^2 = 0$ и $q = 0$ получим формулу, аналогичную уравнению притока [64, 156]. Однако в этом случае коэффициенты при q и q^2 не будут соответствовать коэффициентам a и b в формуле (18), а представляют собой сложное сочетание условий каждого пропластка. Поскольку эти условия разные и со временем изменяются, то будут изменяться и сами коэффициенты. При этом коэффициент при q^2 может оказаться отрицательным. Определенные по этим коэффициентам величины проницаемости и макрошероховатости могут оказаться нереальными.

Существенно отличается от приведенных фильтрационных процесс в трещиноватых коллекторах. Его можно рассматривать аналогично фильтрационному процессу в любой пористой среде т.е. приток газа к скважине можно записать зависимостью (18). Различия, которые при этом имеют место, заключаются в следующем.

В процессе фильтрации возникает перепад давления между матрицами и трещинами вследствие капиллярных эффектов. По этой причине измеряемое пластовое давление в трещинах всегда ниже текущего пластового давления в матрицах.

В отличие от гранулярных коллекторов вертикальная проницаемость по значению близка к горизонтальной и часто может быть больше горизонтальной.

Вызванная упругопластическими эффектами величина изменения проницаемости примерно на порядок выше, чем в гранулярных коллекторах, и поэтому такими изменениями пренебрегать не следует.

Влияние упругопластических эффектов изучено как по лабораторным данным, так и по промышленным исследованиям [20, 54, 96, 146]. При наличии таких эффектов для трещиноватых коллекторов рекомендована более сложная формула притока газа к скважине [146]:

$$\left(\frac{p}{p_H}\right)^{n+1} - \left(\frac{p_{с.мин}}{p_H}\right)^{n+1} = (Aq + Bq^2)(n+1), \quad (23)$$

где p_H , p , $p_{с.мин}$ - соответственно начальное пластовое, текущее пластовое и минимально достигнутое забойное давление; $n = 1 + a_k - a_\mu - a_\chi$ - комплексный параметр, учитывающий изменение проницаемости (k), вязкости (μ), сверхжимаемости (χ) в зависимости от изменения пластового давления; $A = \frac{a}{2p_H^2}$ и $B = \frac{b}{2p_H^2}$ - фильтрационные коэффициенты. В отличие от формулы (20) в структуре коэффициента b параметр макрошероховатости принимается как функция коэффициентов a_k и a_μ , минимально достигнутого забойного давления $p_{с.мин}$ и показателя необратимых пластических изменений коллектора. Если принять k, μ, χ, l постоянными, формула (23) превращается в обычное уравнение притока (18).

Из изложенного следует, что фильтрационные коэффициенты, характеризующие продуктивность скважин, изменятся в процессе разработки залежи. В то же время выявить характер и величину этого изменения по параметрам, входящим в их состав согласно формулам (18)-(20), (23), можно только для относительно однородных продуктивных горизонтов. В продуктивных горизонтах, характеризующихся неоднородной трещиноватостью (рудковский тип) или переслаиванием пропластков различных неоднородности, проницаемости и газонасыщенности (свидницкий тип), коэффициенты при q и q^2 больше зависят от режимов работы скважин, чем от k, l, μ, χ , т.е. в этих случаях структура коэффициентов при q и q^2 теряет смысл. Газодинамические исследования не дают однозначных результатов. Вследствие большого разброса точек зависимость Δp^2 от q можно записать разными значениями коэффициентов при q и q^2 , т.е. если принять большее значение коэффициента при q , то получим меньшее значение коэффициента при q^2 , и наоборот. В таких условиях невозможно проследить за изменением продуктивности скважин по смене фильтрационных коэффициентов. Поэтому в наших исследованиях изменение продуктивности скважин в процессе разработки изучалось по величинам условного дебита q_y . Это дебит, который может дать скважина при всегда одинаковом значении величины $\Delta \bar{p}^2 = \frac{p_{пл}^2 - p_{с.з}^2}{p_{пл}^2}$. Принималось, что $\Delta \bar{p}^2 = 250$. Условный дебит определялся графически по индикаторной кривой или по выражению

$$q_y = \frac{(\sqrt{a^2 + 1000b} - a)}{2b}, \quad (24)$$

где a и b - фильтрационные коэффициенты.

С помощью данных промышленных геодинамических исследований можно выявить характер изменения условного дебита за период разработки залежи. Закономерность изменения этой величины отмечается только в залежах углеродного типа с высокими условными дебитами скважин, составляющими 50-1000 тыс. м³/сут. По мере истощения залежи уменьшается условный дебит, т.е. ухудшаются продуктивные свойства пласта. В среднем при снижении давления от 10 до 2 МПа условный дебит уменьшается в 1,4 раза.

Ухудшение продуктивности можно проследить и по фильтрационным коэффициентам (рис. 50). Коэффициент β обычно увеличивается, изменение коэффициента a не превышает погрешности определения и его при расчетах можно принимать постоянным. Основной причиной ухудшения продуктивности является уменьшение эффективной мощности горизонта вследствие подъема ГВК, а также изменения параметров k, l, μ, χ при снижении давления.

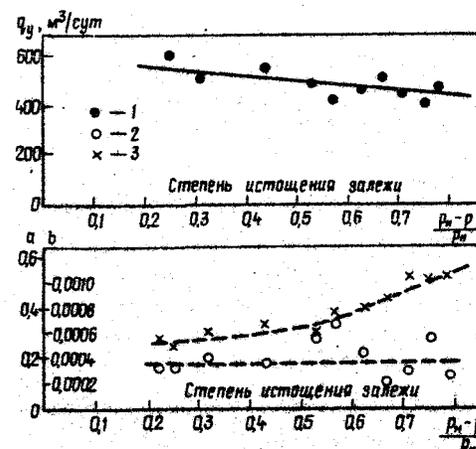


Рис. 50. Характер изменения продуктивности скважин при истощении залежей углеродного типа: 1 - условный дебит (q_y), 2 и 3 - фильтрационные коэффициенты

Рис. 51. Характер изменения продуктивности скважин при истощении залежей рудовского типа

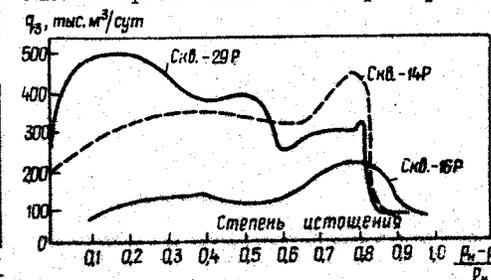
бурового раствора. Повышение продуктивности отмечалось и в результате проведения мероприятий по интенсификации притока. При снижении пластового давления ухудшения продуктивности пласта не фиксируется, величины условных дебитов колеблются в пределах погрешностей промышленных исследований.

Продуктивные горизонты рудовского типа характеризуются большими различиями текущих условных дебитов скважин. Эти дебиты составляют в разных скважинах от нескольких до 500-800 тыс. м³/сут. Во времени, по мере снижения пластового давления, условные дебиты каждой скважины изменяются в широком диапазоне. Обычно существенное улучшение продуктивности отмечается после проведения солнечнолотной обработки (СКО), но большей частью причиной ее изменения являются особенности фильтрационных процессов в трещиноватых коллекторах. На конечных этапах разработки продуктивность в основном ухудшается (рис. 51).

Подобные изменения продуктивности скважин отмечаются и в горизонтах свидницкого типа. Причины этих изменений выявляются в процессе комплексного анализа разработки газовых залежей с учетом газодинамической сообщаемости пропластков.

Анализ разработки газовых залежей обычно начинается с изучения зависимости приведенного к стандартным условиям среднего по залежи пластового давления $\bar{p} = \frac{p_{пл} T_{ст}}{p_{ат} Z_{ат} T_{пл}}$ от суммарного отбора газа из залежи Σd . Согласно уравнению истощения залежи (21), при внедрении пластовых вод кривая зависимости будет отклоняться вверх вследствие уменьшения газонасыщенного порового объема, т.е. темп

Относительно высокая продуктивность характерна и для скважин, разрабатывающих залежи даваевского типа. В начальный период их разработки во многих случаях улучшалась продуктивность вследствие очистки призабойной зоны от фильтратов



падения давления будет меньше темпа отбора из залежи запасов газа. Это отклонение будет тем больше, чем активнее будут внедряться пластовые воды. В принципе на изменение газонасыщенного порового объема залежей в процессе разработки влияют и другие факторы. Это сжатие пласта под действием горного давления и проявление упругих свойств скелета породы при снижении пластового давления, фазовое превращение флюидов, добыча воды из пласта вместе с газом. Однако на рассматриваемых месторождениях с низкими начальными пластовыми давлениями эти факторы не имеют существенного значения. Поэтому если пластовые воды не внедряются, линия зависимости p от ΣQ будет прямолинейной. На этом основании она и принимается прямолинейной при проектировании отбора газа из прослойных и частично прослойных залежей бадеж-сарматских отложений.

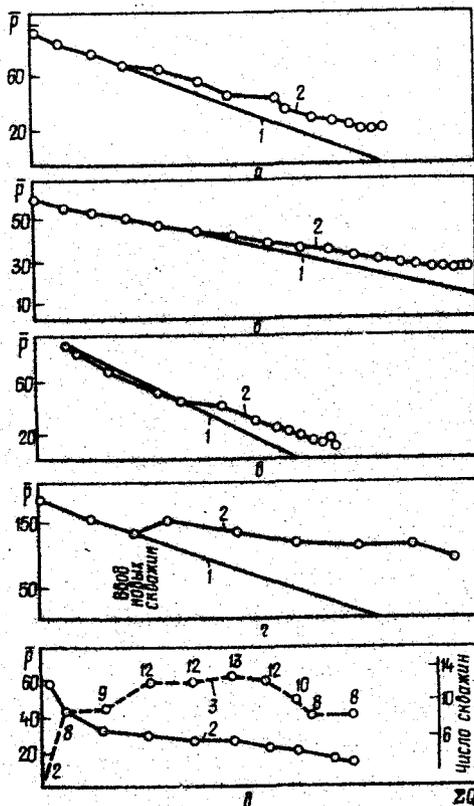


Рис. 52. Зависимость приведенного пластового давления (p) от суммарного отбора газа (ΣQ), для залежей свидницкого типа.
Залежи: а - IX-X горизонтов (НД-2 и 3) Ходновичского месторождения, б - VII-IX горизонтов Свидницкого месторождения, в - XUB горизонтов Угерского месторождения, г - XII (НД-7) горизонта Пинянского месторождения, д - алевроит-глинистой толщ Дашавского месторождения; 1 - запасы газа, установленные после ОПЗ; 2 - фактическое снижение p ; 3 - изменение числа эксплуатационных скважин

этом происходит не только повышение дебита скважин, но часто и увеличение статистического давления вследствие приобщения ранее недренируемых пропластков (табл. 11).

В ряде случаев отмечалось увеличение удельной воронки дренирования после проведения СКО. Это имело место в скважинах Пиняны-50, 52, Ходновичи-112 и в некоторых скважинах Садковичского месторождения.

Прерывистость пропластков подтверждается многочисленными факторами, отмечаемыми в процессе разработки. Это в первую очередь неравномерность в распределении пластовых давлений по площади залежи. Даже в рядом (до 200-300 м) расположенных скважинах, эксплуатирующих одну и ту же залежь, разница в текущих давлениях до-

стигает нескольких десятых мегапаскаля. Так, разница в текущих пластовых давлениях залежей VI-VII и VIII-IX горизонтов Свидницкого месторождения составляла 1,56 и 1,76 МПа, в залежи VIII горизонта Ходновичского месторождения 3,61, в залежи алевроит-глинистой толщи Дашавского месторождения 0,86 МПа. Особенно большие различия в пластовых давлениях отмечаются в прослойно-пластовых и прослойно-массивных залежах Ходновичского и Пинянского месторождений, разработка которых проводилась неравномерно. Текущие давления в залежах IX, X горизонтов Ходновичского месторождения в 1978 г. составляли от 1,05 (на юго-востоке) до 5,91 (на северо-западе), в залежи XV горизонта Пинянского месторождения 2,15-15,34 МПа.

Фактически во всех известных случаях линия этой зависимости не прямолинейна, а вогнута к оси отбора (рис. 52). Причиной тому является несоответствие замеренного пластового давления средневзвешенному пластовому в залежи. Разница между замеряемым давлением и средневзвешенным может быть весьма существенной.

Как следует из неоднородности продуктивных отложений, эксплуатационные скважины дренируют только часть газовой залежи. В остальной части, включающей невоскрытые линзы и полулинзы, сохраняется начальное пластовое давление. Кроме того, в действующих скважинах перфорацией часто не вскрыты все пласты и пропластки, а так как в низкопесчаных горизонтах газодинамической сообщаемости по вертикали нет, пластовые давления в этих пропластках длительное время могут соответствовать первоначальному. Такие недренируемые пропластки проявляются после падения давления в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, а также после проведения СКО, очистки песчаных пробок на забое, дополнительной перфорации объекта и т.д. При

этом происходит не только повышение дебита скважин, но часто и увеличение статистического давления вследствие приобщения ранее недренируемых пропластков (табл. 11).

По мере истощения месторождений разница в пластовых давлениях сглаживалась, так как ограничивался отбор газа из участков залежи с низкими пластовыми давлениями. Но наличие такой разницы свидетельствует о том, что сообщаемости между участками залежи нет или она затруднена из-за прерывистости пропластков. Поэтому при вводе новых скважин в эксплуатацию, дополнительной перфорации разреза, СКО и проведению прочих мероприятий в давно разрабатываемом горизонте приобщаются запасы газа не дренируемых ранее участков. Обычно в новых скважинах пластовые давления оказываются выше, чем в давно эксплуатируемых. В связи с приобщением новых запасов отбор газа на единицу снижения пластового давления увеличивается, и кривая зависимости "приведенное пластовое давление - отбор" отклоняется вверх.

Существенно увеличился отбор газа при вводе новых скважин в залежах Гриновского месторождения /19/. Увеличение дренируемых запасов отмечено в 1968-1969 гг. из VII, IX, VI и III горизонтов Свидницкого месторождения. До 1968 г. здесь некоторыми скважинами было вскрыто по одной залежи.

Для небольших по размерам прослойных залежей, разрабатываемых двумя-тремя скважинами, ввод дополнительной скважины или прекращение эксплуатации одной из них приводит к резкому изменению дренируемого объема. Это отмечается на графиках зависимости "приведенное пластовое давление - отбор" для залежей XUB горизонта Угерского, алевроит-глинистой толщи Дашавского XII горизонта Пинянского и других месторождений (см. рис. 54). Удельные поровые объемы, дренируемые скважинами, зависят от $K_{пч}$, что вытекает из литологической модели пласта. Корреляционный анализ связи между $K_{пч}$ и удельной площадью дренирования по фактическим материалам Пинянского, Ходновичского, Свидницкого и Садковичского месторождений подтверждает наличие такой зависимости (см. рис. 44). Аналитическое выражение корреляционной зависимости имеет вид

$$lg f = 1,24 + 3,17 K_{пч} \quad (25)$$

при значении коэффициента корреляции $r = 0,44$. Удельная площадь дренирования f (тис. м²) определялась путем деления объема, дренируемого скважиной, на вскрытую перфорацией эффективную мощность.

Оценка достоверности связи по критерию Стьюдента свидетельствует о том, что такая связь не случайна, хотя и очень слабая. Малая теснота связи обусловлена взаимовлиянием скважин, которые полностью исключить нельзя даже при очень редкой

Таблица 11. Изменение пластовых давлений в скважинах до воздействия на пласт и после

Месторождение, Год	Скважина	Мероприятие	Пластовое давление, МПа		
			до мероприятия	после мероприятия	
Ходновичское,	1968	СКО	6,53	7,25	
	1968		9,28	9,40	
	1969		7,50	7,74	
	1969		7,96	9,00	
	1973		8,64	8,86	
Дашавское,	1972	107	Чистка пробки	1,50	1,72
Кавское,	1977	40	" "	2,15	2,46
Ходновичское,	1972	Дополнительная перфорация	6,21	6,57	
	1976		4,63	6,35	
	1976		4,50	6,25	

сетке скважин. В горизонтах с $K_{пл} > 0,5$ такой зависимости вообще не наблюдается.

Приобретение новых запасов в процессе разработки прерывистых горизонтов — только одна из причин искривления зависимости \bar{p} от Σq . Фактически такое искривление отмечается и в залежах дашавского типа, в горизонтах которых все пропластки сообщаются и внедрение пластовых вод отсутствует, а также в залежах, эксплуатируемых одной скважиной с полностью открытыми газонасыщенными пропластками. Причина здесь кроется в особенностях фильтрационных процессов и условиях замера пластового давления.

Пусть горизонт, разрабатываемый одной скважиной, состоит из двух пластов с примерно одинаковыми начальными давлениями и запасами газа; продуктивность одного пласта в несколько раз лучше другого. В начальный период разработки из высокопродуктивного пласта будет добываться газ в несколько раз больше, чем из низкопродуктивного; следовательно, текущее пластовое давление в первом пласте будет намного ниже, чем во втором. Среднее же давление горизонта будет равно среднеарифметическому значению, состоящему из текущих давлений обоих пластов, так как поровые объемы их одинаковы. Однако давление, полученное в результате замера, будет ниже этого значения по следующей причине.

При остановке скважины забойное давление будет расти и достигнет величины пластового в высокопроницаемом пласте. В дальнейшем через ствол скважины будет перетекать газ из низкопродуктивного пласта в высокопродуктивный.

Но поскольку величина перетока небольшая, то процесс выравнивания давлений в двух пластах будет проходить длительное время, значительно превышающее весь предшествующий период разработки. Поэтому среднего давления мы не замерим, так как скважина находится на замере обычно всего несколько часов, а в исключительных случаях — несколько суток. В качестве пластового принимаем давление на забое, когда в высокопродуктивном горизонте оно восстановилось и дальнейший его рост в результате перетока весьма небольшой и не фиксируется на протяжении определенного времени (1–2 ч). Это давление приближенно равно давлению в высокопродуктивном горизонте или больше его на репрессию, необходимую для поступления в высокопродуктивный горизонт того газа, что притекает из низкопродуктивного горизонта. Это давление всегда будет ниже среднего между двумя горизонтами. В таких условиях начальный участок зависимости \bar{p} от Σq будет характеризовать поровый объем, меньший дренируемого. Однако добыча газа из низкопродуктивного пласта небольшая, вследствие чего полученное из начального участка значение зависимости порового объема будет приблизительно соответствовать высокопродуктивному пласту.

Дальнейшая эксплуатация горизонта при постоянной или даже уменьшающейся депрессии на пласт (по данным замеров пластовых давлений) фактически приводит к постоянному увеличению депрессии на низкопродуктивный пласт, а следовательно, и к нарастанию отбора газа из него. Но замеряемое пластовое давление по-прежнему будет характеризовать высокопродуктивный пласт, и поэтому зависимость \bar{p} от Σq отклонится вверх.

Аналогичный эффект наблюдается в случае, когда продуктивный горизонт неоднородный по площади и имеет отдельные участки пласта, газодинамическая связь с которыми затруднена, а также в случае продуктивных горизонтов рудковского типа, в которых роль высокопродуктивного пласта выполняют трещины, а роль низкопродуктивного — матрицы.

Таким образом, пластовые давления, определенные по замерам в остановленных скважинах, характеризуют не весь дренируемый объем, а только его часть, состоящую из более высокопроницаемых пропластков и участков вблизи забоев. В начальный период разработки залежи основная добыча газа происходит за счет высокопроницаемых пластов и участков, близких к забоям скважин. Это приводит к резкому снижению замеряемого пластового давления. В последующие периоды доля отбираемого газа из низкопроницаемых пластов и отдаленных участков залежи будет возрастать, в связи с чем увеличится отбор газа на единицу снижения пластового давления, как при условии притока газа со сторон.

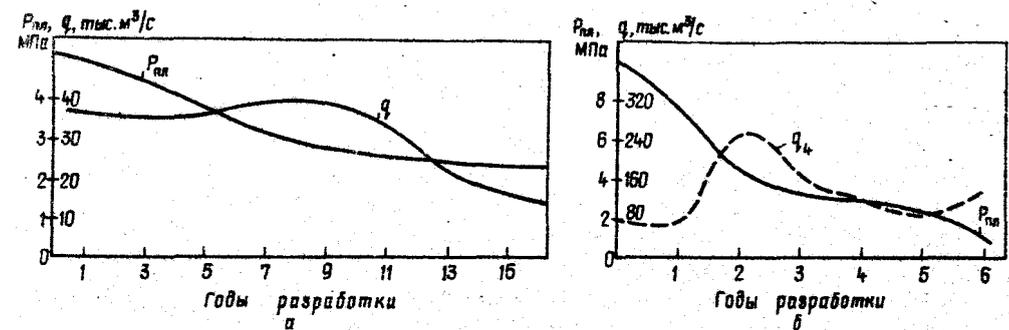


Рис. 53. Сопоставление условного дебита эксплуатационных скважин с темпами падения давления в залежах свидницкого типа.
С к в а ж и н : а — Свидница-39, б — Ходновичи-106

Особенно резко возрастает величина газа на единицу падения пластового давления при снижении темпа добычи газа. Так в 1971–1972 гг. в связи с задержкой ввода ДКС на Ходновичском месторождении темп добычи газа снизился, но еще больше замедлилось падение пластового давления (рис. 52, а). В некоторых скважинах пластовые давления оказались разными замеренным в предыдущем году или немногим выше их.

На конечных этапах разработки, когда возможности дальнейшего снижения забойного давления уже исчерпаны, происходит изменение и в фильтрационных процессах. Отбор газа из высокопродуктивных пластов и участков залежи становится незначительным, а основная добыча газа получается за счет низкопроницаемых пластов и участков. При этом замеряемые пластовые давления, как и в предыдущих случаях, соответствуют высокопродуктивным пластам и со временем не снижаются, а в некоторых случаях даже повышаются; добыча же газа продолжается. Этот период обычно длительный во времени и характеризуется постепенным снижением добычи газа, хотя, казалось бы, пластовые (замеряемые) и забойные давления остаются без изменения.

Несоответствие замеряемого пластового давления средневзвешенному создает ложное представление об изменении фильтрационных свойств продуктивных горизонтов. Почти во всех скважинах на первых этапах разработки залежей свидницкого типа отмечалось улучшение фильтрационных свойств пласта, которое достигает максимума при пластовых давлениях, равных 0,5–0,7 начального. К концу разработки залежи фильтрационные свойства ухудшались, и величины условных дебитов q_y становились меньшими, чем были в начальный период. Сопоставление во времени пластового давления и условного дебита скважины показывало, что улучшение фильтрационных свойств приходится на период, когда темпы падения давления замедляются, т.е. когда разница между замеряемым и средневзвешенным давлением достигает наибольшей величины (рис. 53).

Условные дебиты скважин и фильтрационные коэффициенты определяются исходя из замеренных пластовых давлений. Поэтому изменение этих показателей в основном характеризует разницу между замеряемым и средневзвешенным по дренируемому объему давлением и в меньшей степени — изменение параметров, входящих в структурную формулу фильтрационных коэффициентов (19), (20), (23).

На характер зависимости \bar{p} от Σq и изменение условного дебита скважин влияют также нелинейные эффекты при фильтрационных процессах. Суть этого явления заключается в том, что в низкопродуктивных коллекторах при низких пластовых давлениях фильтрационный процесс начинается только при создании определенной величины градиента давления. Согласно лабораторным и теоретическим данным [40, 78], для каждого пласта, характеризующегося определенными величинами проницаемости, пористости и газонасыщенности, имеется определенная величина порогового давления, ниже которого при фильтрации проявляются нелинейные эффекты. При этом величина градиента увеличивается по мере снижения давления, т.е. если фактическое давле-

ние ниже порогового, то, чтобы началась фильтрация в пласте, необходимо создать перепад давления и тем больший, чем больше разница между фактическим и пороговым давлением. Величина последнего увеличивается при снижении газонасыщенности, при увеличении разницы между горным и пластовым давлением, а также зависит от температуры.

Природные продуктивные горизонты, особенно горизонты свидницкого типа, состоят из пластов и пропластков с различными проницаемостью и газонасыщенностью и, следовательно, с различными пороговыми давлениями. Среди них имеются и такие, в которых пороговое давление выше начального пластового. Поэтому они подключаются к дренированию не сразу, а только после достижения определенного перепада давления.

На конечном этапе разработки по мере снижения пластового давления все больше участков горизонта дренируется с проявлением нелинейных эффектов. В связи с тем что величина необходимого предельного градиента увеличивается по мере снижения давления, то на конечном этапе эксплуатации залежи давление в таких участках оказывается выше, чем в высокопроницаемых зонах. Такие участки, кроме того, могут изолировать и относительно лучшие по продуктивности зоны пласта. Таким образом, конечные пластовые давления в неоднородных горизонтах будут различными по площади и объему и не будут выравниваться из-за нелинейных эффектов.

Величина предельного градиента зависит от водонасыщенности. Значит, на поздних стадиях даже незначительное количество воды в призабойной зоне может привести к прекращению эксплуатации скважин, поскольку потребуется дополнительный перепад давления для преодоления возникших нелинейных эффектов, а возможности снижения забойного давления уже исчерпаны. Обычно вследствие снижения давления при течении газа призабойная зона осушается. Но в ряде случаев при резких снижениях температуры, вызванных эффектом Джоуля - Томсона, могут создаваться термодинамические условия, способствующие конденсации паров и скоплению воды в пористой среде призабойной зоны. Эта зона может заводняться приконтурной или подошвенной водой, а также водой, которая сапорируется на забое и не удаляется на поверхность из-за недостатка энергии.

Таким образом, зависимость \bar{p} от ΣQ для газовых залежей, приуроченных к неоднородным коллекторам, не является прямолинейной по двум причинам:

1. Модель залежи как газодинамически единого объекта не адекватна ее реальному строению. Динамика разработки залежей, приуроченных к горизонтам с переслаиванием проницаемых и непроницаемых прослоев, соответствует литологической модели пласта, при которой дренируемый поровый объем ω зависит от числа и расположения скважин, а также от полноты вскрытия проницаемых пропластков в каждой скважине.

2. Замеряемые в скважинах пластовые давления не соответствуют средневзвешенным по дренируемым или объемам. Определенное по этим данным среднее пластовое давление в залежи также характеризует не всю залежь и даже не весь дренируемый поровый объем ω , а только часть его - ω' .

Для оценки оставшихся в залежи запасов газа важно определить величину порового объема этой части. Ориентировочно ее можно оценить, используя кривые восстановления давления [15]. На основании обработки конечных участков кривых восстановления давления можно определить по каждой скважине поровый объем условной области дренирования по формуле

$$\omega = \varepsilon kh / \mu pt, \quad (26)$$

где ε - параметр, зависящий от расположения скважины по отношению к контурам залежи и соседним скважинам; kh/μ - проводимость пласта; p - замеренное пластовое давление; t - значение времени нарастания забойного давления до давления p или значение времени, соответствующее точке пересечения прямолинейного участка КВД с принятым пластовым давлением.

Величину параметра ε можно определить по приведенной в работе [15] методике в зависимости от конфигурации контура питания и контуров залежи. Если давле-

ние нарастает до статического, то величина ω будет равна всему дренируемому объему. Для низкопроницаемых пластов замеренное давление является геодовосстановленным и характеризует только условную область дренажа, которая меньше всего дренируемого объема. В последнем случае величина ω будет равна объему условной области дренажа, для которой контурное давление равно замеренному, а параметр ε , как ясно из приведенной работы, будет характеризовать геометрию условного контура питания. В то же время вид формулы как в первом, так и во втором случае будет одинаковым.

Если скважина дренирует множество пропластков, то получим суммарное значение ω по всем пропласткам, и лишь для некоторых она будет включать полностью дренируемый объем, а для большинства - только области условного дренажа. Параметр ε в таком случае выступает как величина, обобщенная по всем пластам.

В связи с тем что параметр ε зависит от геометрии контуров питания в каждом пласте, то его можно принимать постоянным (как и параметр kh/μ) в случае, если скважина эксплуатируется продолжительное время со стабильным технологическим режимом. Если на протяжении всего этого периода определять пластовое давление с помощью КВД, соблюдая условие $pt = const$, то изменяющееся во времени давление по каждой скважине будет характеризовать один и тот же поровый объем, который можно определить по формуле (26).

Будем называть рабочей зоной залежи ту часть, которая включает такие поровые объемы по всем эксплуатирующимся скважинам. Давление в рабочей зоне определится формулой

$$p_{\omega} = \frac{\sum p_i \omega_i}{\omega}, \quad (27)$$

где p_i - пластовое давление, замеренное в i -й скважине; $\omega = \sum \omega_i$.

Рабочая зона может состоять из сообщающихся и разобщенных прискважинных участков. Поровый объем рабочей зоны ω будет только частью дренируемого порового объема залежи ω_{Σ} . Давление в остальной части залежи с поровым объемом $\omega - \omega'$ фактически не известно, но оно будет больше замеренного. В процессе разработки газ из зоны с поровым объемом $\omega - \omega'$ будет перетекать в рабочую зону. Уравнение перетока в первом приближении можно записать так:

$$p^{*2} - p_{\omega}^2 = A q_{пер}^2 \delta(p), \quad (28)$$

где p^* - средневзвешенное давление в зоне с поровым объемом $\omega - \omega'$; A - коэффициент перетока; $q_{пер}$ - величина перетока газа за единицу времени; $\delta(p)$ - величина перепада квадратов давления, при которой начинается фильтрация между зонами.

Таким образом, при различного рода расчетах будем рассматривать залежь как два сообщающихся поровых объема, причем замеренное давление характеризует только один из них. Такое разделение, в частности, применялось НИИГазом при определении конечной газоотдачи Вуктыльского месторождения.

Более детальный анализ разработки газовых залежей с неоднородным строением и большим числом скважин может быть проведен в рамках блочной модели залежи [8, 9]. Характерной особенностью блочной модели является низкопористая среда с высокопроницаемыми включениями-блоками. Блоки рассматриваются как отдельные залежи с возможными перетоками газа между ними. Наличие данных о распределении давления и удельных отборах газа из различных блоков позволяет определить коэффициенты перетоков.

Небольшие по площади залежи Предкарпатья разделяются обычно на два блока. Такое разделение проводилось по Ходновичскому и Пинянскому месторождениям при анализе их разработки.

При анализе разработки неоднородных продуктивных горизонтов обычно принимается, что определенное по данным замеров пластовое давление соответствует всему

дренируемому объему данной залежи или блока. Поэтому исходя из уравнения материального баланса получаем неверные значения порового объема

$$\bar{R}_1 = \frac{\bar{P}_H - \bar{P}}{\Sigma R} \quad (29)$$

и соответственно заниженное значение запасов газа.

Если предположить, что залежь состоит из двух зон: рабочей с поровым объемом ω и пластовым давлением, определенным по данным замеров ρ , и зоны с поровым объемом $\bar{\omega}$ - ω , а также пластовым давлением $\bar{\rho}^*$, где $\bar{\rho}^* > \rho$, то уравнение материального баланса будет иметь вид

$$\bar{P}_H \bar{\omega} = \bar{\rho}^* (\bar{\omega} - \omega) + \bar{\rho} \omega + \Sigma R, \quad (30)$$

где $\bar{P}_H, \bar{\rho}^*, \bar{\rho}$ - приведенные к стандартным условиям начальное и текущее пластовые давления соответственно для объемов $\bar{\omega} - \omega$ и ω .

Если принять в первом приближении, что $\bar{\rho}^* = \frac{\bar{P}_H + \bar{P}}{2}$, то поровый объем получится равным

$$\bar{\omega} = 2\bar{\omega}_1 - \omega > \bar{\omega}_1. \quad (31)$$

Значит, запасы газа будут больше, а коэффициент конечной газоотдачи меньше определенных исходя из формулы (29).

Изложенное характерно для залежей, приуроченных к неоднородным горизонтам с газовым режимом разработки. В случае упруговодонапорного режима величина порового объема уменьшается в основном за счет более высокопроницаемой рабочей зоны вследствие ее заводнения.

В условиях Предкарпатья для прослойных и частично прослойных залежей, приуроченных к горизонтам свидницкого типа, дренируемый поровый объем $\bar{\omega}$ значительно больше ω . В начальный период $\bar{\omega}$ увеличивается по указанным выше причинам. На поздней стадии уменьшается и объем рабочей зоны ω , и общий дренируемый объем $\bar{\omega}$.

Для залежей, приуроченных к горизонтам дашавского типа, $\bar{\omega}$ также больше ω , но разница между ними не такая существенная, как для горизонтов свидницкого типа. Во многих случаях можно принять $\bar{\omega} \approx \omega$. Характер зависимости $\bar{\rho}$ от ΣR на поздних этапах разработки отклоняется от прямолинейной большей частью за счет внедрения воды.

Для залежей, приуроченных к горизонтам рудковского типа, дренируемый объем также состоит из аналогичных двух частей: рабочей зоны, включающей объем трещин ω , и зоны с объемом матриц $\bar{\omega} - \omega$. При разработке величина ω уменьшается за счет заводнения трещин и их смыкания под действием горного давления.

Для залежей, приуроченных к горизонтам угерского типа, объем рабочей зоны всегда равен дренируемому объему. Искривление зависимостей $\bar{\rho}$ от ΣR вызвано внедрением пластовых вод и взаимодействием залежей.

Влияние пластовых вод на конечную газоотдачу

При разработке газовых залежей пластовые воды существенно влияют на фильтрационные процессы и конечную газоотдачу. В пласте такие воды находятся в непосредственном контакте с газовой фазой. По отношению к газовому скоплению они могут быть внешними и внутренними. Внешние пластовые - это воды, окаймляющие газовую залежь. Сюда относятся контурные воды, окружающие газовые залежи пластового типа; подошвенные, подстилающие массивные газовые залежи; остаточные - в крышке и нижнем газопорее. Среди внутренних вод различают конденсационные - водяные пары, растворенные в газе, остаточные - не вытесненные из пористой среды при формировании залежи, а также удерживаемые непроницаемыми пропластками продуктивного горизонта. Остаточные воды удерживаются поверхностно-молекулярными и капиллярными силами.

На фильтрационные процессы могут влиять также "чужие" воды. Это воды, попадающие в пласт из других горизонтов при некачественной изоляции заколонного пространства скважин, фильтраты промывочных жидкостей, попавшие в пласт при бурении и ремонте скважин; отсепарированные промысловые, сбрасываемые в поглощающие горизонты, или воды, применяемые для заводнения продуктивных горизонтов с целью интенсификации добычи газа.

Процесс добычи газа осуществляется за счет пластовой энергии, состоящей из упругой энергии сжатого газа, упругой энергии скелета породы, упругой энергии пластовых вод и потенциальной энергии пластовых вод в поле силы тяжести. Одновременно могут проявляться все формы пластовой энергии. Создавая дополнительную энергию, пластовые воды оказывают положительное влияние на процесс добычи газа, так как способствуют продвижению газа к забоям скважин и более полному извлечению его из пласта.

Однако движущиеся пластовые воды создают большей частью отрицательные эффекты. Продвигаясь вместе с газом к забоям скважин, они закупоривают поровые каналы и тем самым увеличивают фильтрационное сопротивление для газа. Попадая на забой скважин и в газосборные сети, пластовые воды создают трудности эксплуатации скважин и промышленного оборудования. Если приток воды к забоям достигает значительной величины, пластовой энергии может оказаться недостаточно для выноса ее на поверхность, и эксплуатация скважин прекращается. В зависимости от активности и характера внедрения пластовых вод может наступить обводнение всего эксплуатационного фонда скважин при оставшихся в пласте больших запасов газа. Газ остается в отрезанных внедрившейся водой целиках, в отдельных неотработанных газонасыщенных пропластках, обычно с худшими коллекторскими свойствами и в результате зацементации. Особенно большие запасы остаются в тех случаях, когда внедрение пластовых вод происходит неравномерно и при высоких пластовых давлениях.

Скважины обводняются и при наличии неактивных внешних вод. На поздних стадиях разработки залежей конденсационные и остаточные воды скапливаются на забоях, перекрывая частично или полностью интервалы перфорации. При этом вследствие капиллярной пропитки могут заводниться газонасыщенные пропластки. Вокруг скважин создается водонасыщенная оторочка, препятствующая поступлению газа на забой. Удаление воды из забоя не всегда обеспечивает освоение заводнившихся пропластков. Кроме того, вода, скопившаяся на забоях скважин, способствует разрушению призабойной зоны. В результате эксплуатационные скважины обводняются раньше, чем пластовое давление достигает минимальной величины, т.е. той величины давления, которая обеспечивает экономически обоснованный отбор газа.

Вопросы о внедрении внешних пластовых вод в газовые залежи публиковались в работах по гидрогазодинамике и подземной гидравлике. Создана методика расчетов внедрения воды и залежь при различных физико-геологических условиях [55, 84, 89]. Темп внедрения воды в залежь зависит от коллекторных свойств водоносного горизонта, соотношения размеров водоносного бассейна и газовой залежи, упругоэластичности бассейна. Водоносные бассейны, имеющие связь с поверхностью, характеризуются большей активностью пластовой воды. В этом случае темп притока воды в залежь пропорционален разнице между гидростатическим (в данном случае начальным) и текущим давлениями. При отсутствии связи с поверхностью водоносный бассейн можно рассматривать как бесконечный или как ограниченный. Для таких случаев выведены формулы, позволяющие рассчитать приток воды в залежь в зависимости от пьезопроницаемости и упругоэластичности бассейна. Эти формулы вместе с уравнениями истощения залежи и притока газа к забоям позволяют производить прогнозные газодинамические расчеты добычи газа в условиях водонапорных режимов.

Значительная часть исследований посвящена характеру внедрения пластовых вод. Результаты этих исследований показали, что в случае однородных высокопроницаемых коллекторов и равномерного отбора газа сужение контура газоносности пластовых

залежей или подъем текущего ГВК массивных залежей происходит также равномерно вместе с гравитационным распределением газа и воды. Неоднородность горизонта и неравномерный отбор газа из залежи приводят к одностороннему или избирательному внедрению воды в залежь. В связи с этим необходимо регулировать отбор газа с целью активного влияния на избирательное движение воды. Успешное решение этой задачи возможно лишь при условии детального изучения водоносного бассейна и степени неоднородности горизонта, а также контроля за внедрением воды в залежи. По этим вопросам большой опыт накоплен при разработке нефтяных месторождений с применением искусственного заводнения [12, 32, 116, 138]. Изучены опережающее заводнение отдельных проницаемых пропластков, образование конусов подошвенной воды.

Внедряющиеся пластовые воды аналогичным образом влияют на разработку газовых месторождений. В случае водоупорного режима наблюдается избирательное заводнение залежи по отдельным проницаемым пропласткам. Условия такого внедрения изучены на материалах разработки группы газовых месторождений Краснодарского края [25, 120]. Более сложные случаи избирательного заводнения отмечены при разработке трещиноватых коллекторов Вуктыльского и Оренбургского газовых месторождений [1, 107, 108, 114, 121].

Ряд интересных закономерностей установлен при разработке предкавказских газовых месторождений. Это взаимодействие газовых залежей, приуроченных к единому водоносному бассейну, проявление вод в трещиноватых коллекторах, притоки воды к забоям скважин из низкогазонасыщенных пластов, опережающее обводнение скважин, разрабатывающих интенсионные залежи.

Взаимодействие газовых залежей

Залежи угерского типа приурочены к единому водоносному бассейну. Это залежи Угерского, Бильче-Волницкого, Икноугерского, Северомаднического, Малогорожанского и Летянского месторождений. Все они гидродинамически связаны, и поэтому при разработке залежи взаимодействуют; это выражается в выжимании пластовой воды из одной ловушки в другую и в прямых перетоках газа.

Отобранный за время разработки газ занимал в начальных пластовых условиях 756 млн. м³ (такой же объем водоносного бассейна освободился в результате добычи газа), что привело к снижению давления и внедрению пластовых вод в газовые залежи. Темп, характер и объем внедрения вод в отдельные залежи определяются при родными условиями самого бассейна, очередностью и интенсивностью разработки газовых залежей.

По геологическим данным, водоносный бассейн представляет собой гидрогеологически закрытую структуру. Размеры бассейна определяются песчаностями отложений сенона и карпатя. Наибольшая суммарная мощность песчаников (620 м) вскрыта на Угерской площади. К северо-западу мощность сенонских отложений уменьшается за счет эрозийного среза и уже в скв. Сев. Маднички-7 песчанники карпатя мощностью в несколько метров залегают на туронских известняках.

Мощность сенонских отложений уменьшается и к юго-востоку от Угерского месторождения. На Дававской и Болоховской площадях она составляет 316-350, на Кадобнянской увеличивается до 440, на Гринювской уменьшается до 200, а на Богородчанской не превышает 100 м. Далее эти отложения размыты, а появляются они снова к юго-востоку от Маньяско-Покутского поперечного разлома, где не имеют газодинамического сообщения с рассматриваемыми газовыми залежами. В юго-западном направлении под покровом Внутренней зоны сенонские отложения распространены незначительно или их вообще нет. Северо-восточная граница бассейна совпадает с границей Внешней зоны - тектоническим нарушением, по которому сенонские песчанники опущены и контактируют с палеозойскими застойными водами платформы.

Верхним водоупором водоносного бассейна являются гипсоносные и глинистые отложения бадена, которые надежно изолируют воды бассейна от поверхностных и пластовых вод сарматских и баденских горизонтов.

На отсутствие гидравлической сообщаемости указывают тип воды, характерный для изолированных структур, более высокая минерализация и разный солевой состав.

Нижним водоупором служат отложения турона и сеномана, сложенные плотными известняками и мергелями. Этим водоупором водоносный бассейн отделяется от нижнемеловых и верхнеюрских вод.

Необходимо отметить, что хотя газодинамическая сообщаемость отмечается в пределах всего бассейна, местами она затруднена. Это обусловлено тем, что нижняя часть отложений сенона (коньяк, эмшур) на большей части территории представлена переслаиванием песчанников и мергелей. Пласты мергелей препятствуют внедрению пластовых вод в газовые залежи и осложняют гидравлическую связь между отдельными участками бассейна. Некоторые затруднения создают и тектонические нарушения, о чем свидетельствует разное положение текущего ГВК в смежных блоках одной и той же залежи.

Разработка газовых залежей, связанных с сенонским водоносным бассейном, происходит одновременно с внедрением пластовой воды и при взаимодействии их. Наибольший практический интерес представляет анализ разработки Угерской и Бильче-Волницкой залежей, взаимодействие которых подмечено еще в 1957 г. [70].

Детальный анализ начального этапа разработки обеих залежей позволил определить их поровые объемы, начальные запасы и величину перетока газа из Бильче-Волницкой залежи в Угерскую, время начала внедрения воды и аварийные потери газа из Угерской залежи в 1946-1947 гг. [65, 70]. Остальные залежи сенонского бассейна введены в разработку позднее.

Отбор газа из Угерской и Бильче-Волницкой залежей привел к снижению в них пластового давления, которое в 1962 г. составляло соответственно 6,41 и 6,88 МПа. Образовавшаяся воронка снижения давления распространилась на водоносную область к югу (в сторону Икноугерской залежи), западу (в сторону Северомаднической залежи) и, по-видимому, к востоку и юго-востоку, где сенонские песчанники отличаются высокой проницаемостью. Это вызвало снижение давления в указанных залежах, которые в то время еще не разрабатывались. В Икноугерской залежи на глубине 1150 м пластовое давление составляло 8,62, или 0,75 гидростатического, а в сенонской залежи Северомаднического месторождения на глубинах 1350-1360 м - 13,08 МПа, или 0,96 гидростатического. При этом в Икноугерской залежи, где положение ГВК было замерено еще в 1952 г., за 10 лет эксплуатации существенного понижения ГВК не отмечено. Расширение этой залежи, вызванное снижением давления, привело к вытоку части газа через замок ловушки в Угерскую залежь, расположенную гипсометрически выше.

Значительно слабее зона снижения пластового давления распространяется в северном направлении. До 1970 г. воронка снижения давления не достигла Малогорожанской залежи, давление в которой перед ее вводом тогда же в разработку имело практически первоначальную величину. Это связано с литологическим составом сенонских отложений, которые здесь сложены в основном мергелями.

Воронка снижения пластового давления, образовавшаяся вокруг разрабатываемых Угерской и Бильче-Волницкой залежей, создала условия для внедрения пластовых вод. Установив поровые объемы залежей [71] и учитывая данные разработки (текущие отборы газа и пластовые давления), можно определить приток воды в газовые залежи по уравнению материального баланса

$$\Sigma W_2 = \bar{P}_0 \bar{V}_0 - \frac{\Sigma Q_2}{\bar{P}_2}, \quad (32)$$

где \bar{P}_0 - начальный поровый объем залежи, занятый газом; ΣQ_2 - накопленный (суммарный) отбор газа на время определения суммарного притока воды в залежи ΣW_2 ; \bar{P}_0 , \bar{P}_2 - начальное и текущее пластовые давления, приведенные к стандартным условиям и определяемые по выражению

$$\bar{p} = \frac{P_{пл} T_{ст}}{P_{ат} \chi_{пл} T_{пл}}, \quad (33)$$

где $P_{пл}$, $T_{пл}$ - пластовые давление и температура; $P_{ат}$, $T_{ст}$ - стандартные давление (0,101 МПа) и температура (293 °К), при которых замеряется количество добытого газа; $\chi_{пл}$ - коэффициент, учитывающий отклонение сжимаемости газа от закона Бойля-Мариотта.

По уравнению (32) определено количество воды, внедрившейся в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи на конец каждого года за весь период разработки. Согласно этим расчетам, по Угерской залежи обводнилось 57,7 начального порового объема, а по Бильче-Волицкой - 96,3 %. При определении допускалось, что часть газа перетекла из Бильче-Волицкой залежи в Угерскую [77] и незначительное количество газа - в Угерскую залежь из Кноутгерской до ввода последней в разработку. Однако полученные данные не согласуются с отмечаемыми в залежах текущими полужемками ГВК. Фактические газонасыщенные объемы по состоянию на 1983 г. больше (особенно по Бильче-Волицкой залежи), чем разница между начальным поровым объемом и объемом внедрившейся воды. Попытки объяснить это несогласие недостаточным точным определением начальных поровых объемов и перетока газа не привели к желаемым результатам. В пределах возможных ошибок это несогласие не устраняется.

Объем и темпы внедрения пластовых вод в залежи можно определить исходя из конечного (оставшегося) порового объема залежей. Определив эти объемы по геологическим построениям и приняв их за исходные, по ежегодным отборам газа и приведенным текущим пластовым давлениям можно определить поровые объемы залежей по состоянию на каждый предыдущий год разработки, а по изменению поровых объемов - притоки воды в залежи. Подсчитанные таким способом текущие поровые объемы и притоки воды в газовые залежи не отражают всех фактических данных. Так, поровые объемы в начальный период разработки залежей не согласуются с зависимостью \bar{p} от ΣQ . Согласно этим расчетам, на 1972-1974 гг. приходится высокая интенсивность притока воды, которая фактически не наблюдалась по темпу подъема ГВК.

Приняв за основу геометрические размеры залежей, по данным замеров ГВК можно провести определение объема внедрившейся воды и текущих запасов газа по объемной формуле, но в таком случае ежегодное изменение запасов газа не соответствует газовым отборам.

При сравнении зависимостей внедрения пластовой воды в газовые залежи во времени, определенные разными способами (рис. 54), видны их существенные различия. Зависимости, полученные по уравнению материального баланса, не согласуются с данными замера ГВК. Зависимость, по-

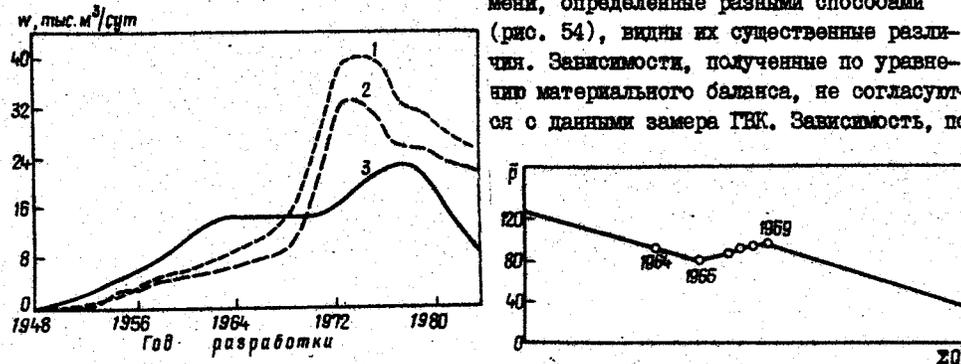


Рис. 54. Сопоставление темпа притока воды в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи, определенного по фактическим данным разными методами: 1 - по уравнению материального баланса, исходя из начальных поровых объемов; 2 - по уравнению материального баланса, исходя из конечных поровых объемов; 3 - объемным методом, исходя из текущего положения ГВК

Рис. 55. Приток газа в сенонскую залежь Северомедвиничского месторождения в процессе ее разработки, фиксируемый по зависимости \bar{p} от ΣQ (1964-1969 гг.)

лученная объемным методом, хорошо удовлетворяет данным об изменении положения ГВК во времени, но не объясняет причины резкого замедления темпов падения пластового давления в 1971-1975 гг. Эта неувязка становится понятной, если принять, что тогда в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи вместе с водой поступал посторонний газ. Источники этого газа выявляются при более тщательном изучении всего бассейна и с учетом разработки других залежей. Эксплуатация Кноутгерского, Северомедвиничского и Малогорожанского месторождений также сопровождалась внедрением в них пластовых вод, которое наступало обычно через несколько лет после начала разработки залежей. В процессе их разработки зафиксированы перетоки газа между ловушками. В соответствии с отмеченным часть газа перетекла в Угерскую залежь из Кноутгерской еще до разработки последней. Установлен переток из гельветско-сенонской залежи в сенонскую (рис. 55).

Возможно, газ со стороны поступал в залежи Северомедвиничского и Малогорожанского месторождений, на что указывает большое различие в запасах, определенных объемным методом перед вводом залежи в разработку и после ее опытно-промышленной эксплуатации, подсчитанных по падению давления. В последнем случае запасы оказались значительно больше, что подтвердилось при добыче. В то же время невозможно объяснить, как в небольших по геометрическим размерам залежах могло находиться такое количество газа. В настоящее время для гельветско-сенонской залежи Северомедвиничского месторождения это несоответствие объясняется перетоком газа из расположенной южнее Летнянской залежи с пластовыми давлениями ниже гидростатических. Значит, при разработке газовых залежей в ловушки притекают и пластовая вода, и газ из-за пределов ловушек.

За время разработки газовых залежей Угерского газопромыслового района в них внедрилось 460 млн. м³ воды, что составляет 61 % освобожденного объема вследствие добычи газа; 93 % этого количества внедрилось в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи. Отношение внедрившейся воды к освобожденному объему в этих залежах ниже, чем в залежах меньших размеров. В залежах Северомедвиничского и Малогорожанского месторождений этот показатель составляет 71-73 %. Внедрение воды продолжается и после прекращения добычи газа, что фиксируется по росту пластового давления в разработанных залежах.

Достаточно хорошая проницаемость пласта, слабая активность пластовых вод и невысокие темпы разработки газовых залежей способствовали равномерному внедрению воды в газовые залежи. При этом ни в одной залежи не наблюдалось избирательного внедрения воды с замещением цаликов еще не вытесненного газа. Процесс гравитационного выравнивания воды и газа превышал темпы продвижения воды, и поэтому продвигающаяся вода способствовала лучшему извлечению газа.

Текущее положение ГВК в отдельные периоды разработки газовых залежей было наклонным. В Кноутгерской и Северомедвиничской залежах в начальный период их разработки наклон ГВК был вызван опережающей разработкой Угерской залежи и распространением воронки снижения давления на эти залежи.

Наклонные ГВК отмечались в Угерской и Бильче-Волицкой залежах, что было вызвано неравномерным отбором газа по структурам. Основной приток воды отмечался с юго-востока. По этим же причинам в юго-восточном блоке Угерской залежи ГВК был гипсометрически выше, чем в основном.

Газонасыщенность обводненной зоны залежей гельветско-сенонского бассейна изучалась геофизическими методами [77], согласно которым она не превышала 10 %. Между чисто газонасыщенной и стабилизовавшейся обводненной зонами отмечается переходная зона мощностью 2-5 м, газонасыщенность которой изменяется от 80-85 до 8-10 %.

Появление пластовой воды в эксплуатационных скважинах в большинстве случаев было закономерным, и его удавалось предусмотреть заранее. Имелись случаи образования конусов подошвенной воды, которые оседали при снижении депрессии на

пласт или после прекращения отборов газа. Подъем ГВК в эксплуатационных скважинах в основном не приводил к прекращению ее эксплуатации. Даже когда более половины интервала перфорации находилось в обводненной зоне, эксплуатация скважины проводилась без осложнений и без изоляции обводненной части интервала перфорации. В ряде же скважин имели место и отрицательные явления. Наличие воды обычно способствует разрушению пласта и выносу песка в процессе добычи газа (скв. Бильче-Волиця-200).

С учетом геологической ситуации водоносный бассейн представляется закрытым, поэтому источником внедрения пластовых вод в газовые залежи предположительно является упругий запас, освобождающийся при снижении пластового давления. Для подтверждения или опровержения такого предположения необходимо подсчитать количество поступившей воды, темпы ее внедрения в зависимости от состояния и изменения поля давлений в объеме бассейна и с учетом разработки залежей.

Фактические материалы о темпах притока воды в газовые залежи могут дополнить сведения о граничных условиях водоносного бассейна. Для этой цели проведем расчеты внедрения воды, используя данные по изменению давления для различных условий:

1. Водоносный бассейн является закрытым, и внешние границы его непроницаемы.
2. Водоносный бассейн рассматривается как бесконечная водоносная система.
3. Водоносный бассейн имеет питание с постоянным пластовым давлением.

Основное количество воды (93 %) притекло в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи, и поэтому можно принять упрощенную методику расчетов, считая эти залежи и расположенную рядом с ними Ясноугерскую залежь единой упрощенной скважиной.

Для расчетов в первых двух случаях применялась известная зависимость [55, 84]

$$\Sigma W = \frac{c \frac{kh}{\mu} R_3^2}{\alpha} f\left(\rho, \frac{\alpha t}{R_3^2}, \eta\right), \quad (34)$$

где ΣW - суммарный приток воды в залежь; kh/μ - гидропроводность водоносного пласта; R_3 - радиус залежи (укрупненной скважины); α - пьезопроводность водоносного пласта

$$f\left(\rho, \frac{\alpha t}{R_3^2}, \eta\right) = \Delta p_0 \bar{q}_r\left(\frac{\alpha t}{R_3^2}\right) + \Delta p_1 \bar{q}_r\left(\frac{\alpha(t-t_1)}{R_3^2}\right) + \dots + \Delta p_{n-1} \bar{q}_r\left(\frac{\alpha(t-t_{n-1})}{R_3^2}\right), \quad (35)$$

где \bar{q}_r - табличная функция Ван Эвандингена и Херста для различных значений соотношения $\eta = R_k/R_3$, радиуса контура питания R_k и радиуса залежи R_3 , а также для случая бесконечного бассейна $\eta \rightarrow \infty$, $\Delta p_0, \Delta p_1, \dots, \Delta p_{n-1}$ - перепады давления, которые определяют притоки воды в течение времени $t, (t-t_1), \dots, (t-t_{n-1})$; c - коэффициент пропорциональности, зависящий от геометрии бассейна и эксцентричности расположения залежи по отношению к бассейну.

Определив значение функции f для разных значений η при замкнутом бассейне и для случая $\eta \rightarrow \infty$ и составив отношение $\frac{W}{\Delta f}$ (W - текущий приток воды в залежь), находим значения параметра $\frac{ckhR_3^2}{\mu \alpha}$, который при правильно выбранных крайних условиях должен оставаться близким к постоянному для всех текущих значений притока воды.

Если же водоносный бассейн имеет область питания с постоянным давлением, то текущий приток воды в газовые залежи будет пропорциональным перепаду контурного (начального) и текущего давлений в залежах $W = A(p_0 - p_t)$.

Темп внедрения воды (ежегодный приток), определенный по фактическому подъему ГВК, не согласуется ни с одной из расчетных зависимостей (рис. 56). Если бы водоносный бассейн имел размеры, соответствующие распространению песчаников сенона и

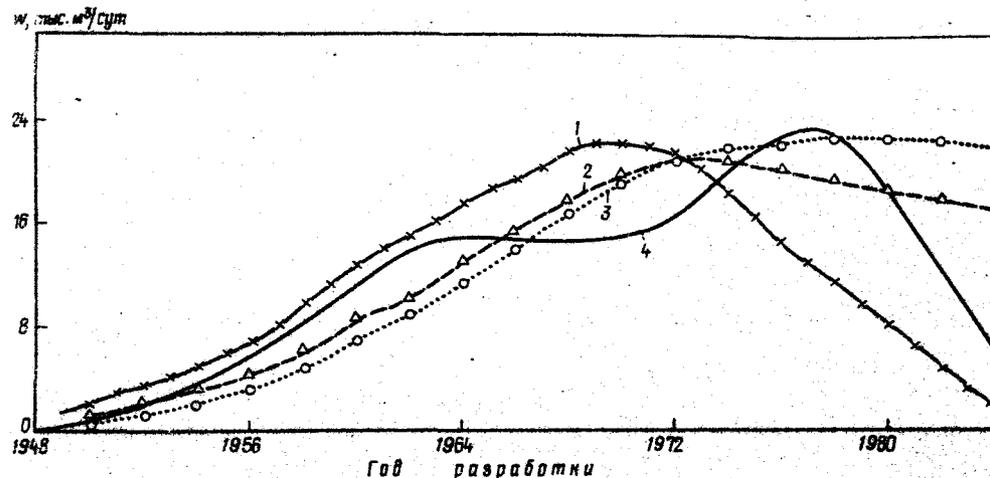


Рис. 56. Сопоставление темпа притока воды в Угерскую и Бильче-Волицкую залежи, рассчитанного при различных крайних условиях определенным объемным методом по фактическому положению ГВК. Условия водоносного бассейна: 1 - закрытый; 2 - бесконечный; 3 - подпитка бассейна; 4 - определенный объемным методом, исходя из фактического положения ГВК

карпатия, то темп внедрения воды с 1971 по 1972 г. должен бы уменьшаться вследствие истощения упругого запаса. Фактически этого не происходит.

Наоборот, при наличии области питания с постоянным (гидростатическим) давлением темп притока воды не должен снижаться, так как среднее давление в залежах не повышалось. Фактически за последние годы темп притока воды снизился.

Лучше всего отмечаемый темп притока воды удовлетворяет условиям водоносного бассейна больших размеров, превышающих поровый объем только песчаников сенона и карпатия. При сравнении наблюдаемой зависимости темпов притока воды с рассчитанной для бесконечного водоносного бассейна отмечается несколько лучшее согласие. Но и в этом случае имеются отклонения. За период с 1958 до 1970 г. фактический темп притока воды в залежи был меньше расчетного, а с 1970 по 1982 г. - больше.

Причиной этого является непостоянная во времени упругость бассейна α , а следовательно, и его пьезопроводность; $\left(\alpha = \frac{k}{\mu \beta}\right)$ также изменяется по мере снижения давления.

Упругость водоносного бассейна при расчетах принята постоянной и определялась по формуле

$$\beta = m((1-\alpha)\beta_* + \alpha\beta_r) + \beta_c, \quad (36)$$

где m - средняя пористость породы бассейна; α - доля общего объема водоносного бассейна, занятого газом (без Бильче-Волицкой, Угерской и Ясноугерской залежей); β_* - сжимаемость воды с минерализацией, газонасыщенностью и вязкостью, соответствующими данному бассейну; β_r - сжимаемость газа; $\beta_r = 1/p$, где p - среднее пластовое давление в газовых залежах; β_c - коэффициент сжимаемости скелета породы.

Все параметры, входящие в формулу (36), определены на основании данных о водоносном бассейне. Коэффициент α принят исходя из того, что к водоносному бассейну, кроме известных, приурочены и некоторые залежи газа. С учетом этого среднее значение упругости составило $3 \cdot 10^{-4}$ МПа. Фактически упругость бассейна, по всей видимости, изменялась в процессе снижения давления в результате выделения газа из пластовых вод.

По данным работы [77], среднее давление насыщения пластовых вод газом составляет 5 МПа. При снижении давления ниже давления насыщения из растворенного состояния будет выделяться газ. Поднимаясь к верхнему водоупору, он существенно

увеличивает упругость системы. То же самое будет происходить, если неразрабатываемая залежь будет расширяться и часть газа, выходя из замка ловушки, будет подниматься гипсометрически выше. Начало этого периода приходится на 1968-1972 гг. Именно в это время величина пластовых давлений в водоносном бассейне Угерского и Дававского блоков была ниже давления среднего насыщения. К этому времени увеличиваются упругость бассейна и интенсивный приток газа в Угерскую и Бильче-Воллицкую залежи. Ориентировочные расчеты показали, что в водоносном бассейне может находиться около 27 млрд. м³ газа, а при снижении давления до фактически достигнутого около 10 % перешло в газовую фазу, что смогло увеличить упругость бассейна на 7-8 %.

Таким образом, результаты наблюдений за внедрением пластовых вод в разрабатываемые газовые залежи позволяют сделать вывод, что кроме воды в залежи поступает посторонний газ, источником которого могут быть как неоткрытые газовые залежи, так и газ, растворенный в пластовой воде. В этом плане анализ разработки месторождений может дать направление поисков неоткрытых залежей газа, в том числе и новообразованных скоплений газа, выделившегося из растворенного в воде.

Анализ результатов разработки газовых залежей показал, что сенонский бассейн, хотя и ограниченный в геологическом плане, не является гидродинамически замкнутым, а имеет связь с пластовыми водами других горизонтов. Наиболее вероятной является его связь с подстилающими нижнемеловыми и верхнеюрскими водами. Этот вывод подтверждают данные опробования юрских отложений в скв. 200 на Угерской площади. В 1979 г. в этой скважине из интервала 1900-1915 м получен приток воды, статический уровень которой установился на глубине 259 м от устья, т.е. на 94 м ниже условного гидростатического. Давление в Угерской залежи на это время снизилось на 8,8 МПа против первоначального.

Характерное для угерского типа взаимодействие газовых залежей местами наблюдается и в сарматских горизонтах дававского типа. Такое взаимодействие установлено между залежами XV горизонта Угерского и IX угерского месторождений, между залежами XIV и III горизонтов соответственно Угерского и Кавского месторождений. Более ранний ввод в разработку залежей Угерского месторождения привел к снижению давления в залежах IX угерского и Кавского месторождений, их расширению и переток части газа.

В отличие от сенонского водоносного бассейна активность вод сарматских отложений значительно слабее. Пластовые воды, приуроченные к разным горизонтам, обычно гидродинамически не сообщаются. Упругий запас воды и скелета породы отдельного горизонта может проявляться только в том случае, если имеется динамическая общаимость по площади, т.е. если песчанность горизонта на достаточно обширной площади выше 50 %. Однако даже в лучшем случае площадь распространения песчанности в горизонте и его мощности не могут обеспечить упругий запас воды и скелета породы, достаточные для существенного внедрения в газовые залежи. Расчеты показали, что во всех разработанных залежах за счет упругого запаса могло обводниться не более 5 % начального порового объема. В то же время залежь IV горизонта Опарского месторождения обводнилась на 52, залежь E горизонта III-8 Дававского месторождения на 37 %. Причиной обводнения является взаимодействие с другими газовыми залежами, приуроченными к высокопесчаным участкам того же горизонта. Например, обводнение залежи IV горизонта Опарского месторождения обусловлено наличием расположенной юго-восточнее залежи Летнянского месторождения. Аналогичное объяснение следует искать и для залежи E Дававского месторождения, где к юго-востоку от нее предполагается наличие залежи, которая способствовала более активному внедрению воды.

Проявление пластовых вод в трещиноватых коллекторах

Трещиноватыми коллекторами представлена юрско-карпатийская залежь Рудковской месторождения. Анализ материалов, полученных в результате длительной разработки это-

го месторождения, и установленные особенности проявления пластовых вод позволяют предположить, что эти закономерности будут наблюдаться и в других залежах данного типа коллекторов.

Разработка Рудковской залежи происходила в условиях упруговодонапорного режима [77, 83]. Несмотря на то что юрский водоносный бассейн распространен на большой территории и содержит в несколько раз больше воды, чем сенонский, активность его существенно слабее [83]. Первые признаки пластовой воды в эксплуатационных скважинах и заметное проявление упруговодонапорного режима началось после извлечения 30 % начальных дренируемых запасов. При достижении 89 % отбора дренируемых запасов не более 15 % начального дренируемого порового объема заводнилось.

Несмотря на сравнительно низкую активность водонапорного режима, в процессе разработки происходило интенсивное обводнение эксплуатационных скважин. Оставшиеся к концу разработки скважины (30 % начального количества) эксплуатируются периодически с большим выносом пластовой воды.

Интенсивное обводнение скважин при слабом проявлении водонапорного режима обусловлено избирательным внедрением пластовой воды. Первыми начали обводняться высокодебитные скважины, расположенные в центральных и приводовых частях залежи, несмотря на то что в этих скважинах нижние перфорационные отверстия находились на значительном удалении (до 100 м) от среднего положения ГЭК.

Кроме неравномерной трещиноватости избирательному внедрению воды способствовал неодинаковый отбор газа из залежи. Более интенсивные отборы газа из скважин в центральной части структуры вызвали образование в своде воронки пониженного пластового давления при перепадах по сравнению с крайними частями 1,5-2,0 МПа. Благодаря высокой проницаемости трещиноватых известняков в вертикальном направлении, в отдельные очаги и в зоны с пониженным давлением начала интенсивно внедряться пластовая вода. Характер обводнения отличается от обводнения скважин, эксплуатирующих гранулярные коллекторы. Если начавшееся обводнение скважины в условиях гранулярных коллекторов удавалось приостановить или замедлить путем уменьшения отбора газа, то в условиях трещиноватых коллекторов такое мероприятие обычно не дает эффекта даже при многократном уменьшении дебита. Временный эффект получали в большинстве случаев и при изоляции нижней части рабочего интервала.

Очаговый характер обводнения газовых залежей известен и в других газоносных районах, в частности на Оренбургском и Вуктыльском месторождениях [107, 114 и др.] и является типичным для залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам. Наиболее интенсивное проявление очагов заводнения приходится на период разработки, когда в залежи создаются отдельные глубокие воронки снижения пластового давления. Вода в эти очаги внедряется из подошвы залежи по вертикальным трещинам, выдавливаясь в свою очередь из тех участков залежи, где пластовое давление выше. Давление в водоносной области трещиноватого пласта передается лучше, чем в газоносной, а наличие вертикальных трещин способствует передвижению воды, поэтому обводнение скважин может происходить в массивных залежах и в тех случаях, когда водонапорный режим не проявляется.

На завершающих этапах разработки Рудковской залежи вследствие выравнивания пластового давления во всех частях залежи скважины обводнялись меньше. Удалось вернуть в эксплуатацию ранее обводнившуюся скв. 5, расположенную в центральной части залежи. В то же время обводнение скважин отрицательно влияет на темпы разработки и конечную газоотдачу. Оставшийся фонд скважин эксплуатируется периодически и с низкими дебитами. Поэтому достигнутый суммарный отбор газа из залежи имеющимися скважинами не может быть увеличен более чем на 1-2 %. В то же время в низкопроницаемых участках залежи, где трещиноватость развита слабее, остаются еще значительные запасы газа. Аналогичные выводы сделаны и по другим месторождениям с трещиноватыми коллекторами [112].

Проявление пластовых вод при разработке прослойных залежей

При разработке этого типа залежей большинство скважин эксплуатируется с выносом воды, минерализация которой близка к законтурным водам. Это обстоятельство иногда приводит к неправильному выводу о внедрении пластовых вод в газовые залежи. Несмотря на длительный период эксплуатации, законтурная область очень слабо реагирует или вообще не реагирует на снижение давления в залежи. Вынос пластовой воды эксплуатационными скважинами в процессе разработки этих залежей объясняется тем, что вода вместе с газом поступает из низкогазонасыщенных и водоносных прослоев, находящихся в толще продуктивного горизонта. Это остаточная вода и вода отдельных линз и "карманов", которая в процессе разработки играет существенную роль в фильтрационных процессах [25, 69, 72, 73, 103, 108].

Впервые в Предкарпатье наличие такой воды в эксплуатационных скважинах было отмечено в 1966 г. при вводе в разработку Свидницкого месторождения. Проведенные в то время газодинамические исследования показали, что эти скважины можно эксплуатировать длительное время. Все скважины месторождения выносили пластовую воду либо сначала, либо через два-три года после их ввода в разработку. Тем не менее большинство из них эксплуатируется 15 лет и более. Не является исключением прослойные залежи остальных месторождений Предкарпатья и других районов, где вместе с газом выносятся пластовая вода.

На основании промысловых данных невозможно установить какой-либо четкой закономерности между количеством поступающей на забой воды и другими параметрами (дебитом газа, пластовой депрессией, пластовым давлением). Так, на Свидницком месторождении с 1966 по 1969 г. скважины эксплуатировались с небольшими депрессиями на пласт, и в это время притоки пластовой воды были небольшими. Водяные факторы составляли от 0,3-0,4 до 1,1-3,4 л/тис. м³. С 1964 г. в связи с увеличением депрессии на пласт резко увеличились притоки воды. Дальнейшая эксплуатация скважин проводилась в основном с постоянными депрессиями на пласт. При этом в центральных частях залежи в ряде скважин количество выносимой воды со временем уменьшалось или оставалось постоянным. В скважинах, расположенных вблизи границ залежей, отмечалось некоторое увеличение дебитов воды, но резкого обводнения скважин, характерного для заводнящихся залежей, не было. В целом притоки пластовой воды были небольшими и составляли от нескольких литров до нескольких кубометров в сутки.

Водяные факторы во всех скважинах увеличивались по мере истощения залежей в несколько раз, что происходило за счет снижения дебита газа, а дебиты воды изменялись незначительно.

Минерализация выносимой воды составляла 1,8-3 г/дм³ и со временем несколько увеличилась. Законтурные пластовые воды характеризуются более высокой минерализацией, которая составляет от 2 до 46 г/дм³, в связи с чем воду, выносимую скважинами, следует рассматривать как смесь пластовой и конденсационной.

Поступление воды на забой существенно осложняет эксплуатацию скважин, так как снижается фазовая проницаемость газа [40]. Вода, кроме того, способствует разрушению призабойной зоны пласта. На забое образуются песчано-глинистые пробки. Имелся частые случаи прихватов лифтовых труб. Пробки закупоривают нижние части интервалов перфорации, препятствуя их обработке. При снижении пластового давления вода не выносится из скважины и является причиной ее обводнения.

Проблемы разработки инъекционных залежей Грушевского типа

Инъекционные скопления газа связаны с зонами крупных тектонических нарушений. Они состоят из мелких залежей и "карманов", которые хотя и относятся к разным горизонтам, но все же как бы объединяются тектоническим нарушением, т.е. такие скопления имеют вытянутые узкие очертания; это же наблюдается вдоль Краковецко-

го разлома и оперяющих его тектонических нарушений. Здесь в разработке находилось Новоселковское и Грушевское месторождения. Разработка этих залежей была неэффективной, что объясняется отсутствием методики разведки и технологии разработки таких скоплений газа.

При проектировании разработки описываемых месторождений была предпринята попытка разделить скопления на отдельные залежи по горизонтам и тектоническим блокам. Однако при разбуривании месторождений выяснилось, что в пределах разных блоков газонасыщенность горизонтов различна. Вблизи тектонического нарушения она высокая, и начальные дебиты скважин составляли десятки и даже сотни тысяч кубометров в сутки. Вдали от нарушения, в том числе и по восстановлению слоев, газонасыщенность уменьшалась, и при опробовании были получены слабые притоки газа, которые не стабилизировались, или притоки воды с большим газовым фактором.

Выяснилось, что скважины разрабатывают небольшие обособленные резервуары, поровые объемы которых составляют от 0,1 до нескольких миллионов кубометров. В скважинах, вскрывших горизонт с низкой песчаностью, вместе с газом выносилась пластовая вода как и в прослойных залежах. На Грушевском месторождении скв. 3 и 25, вскрывшие продуктивный горизонт с песчаностью около 50 %, обводнились соответственно через 11 и 5 мес после ввода их в эксплуатацию. В результате по Новоселковскому месторождению добыча газа прекратилась после отбора 15 % начальных запасов газа, подсчитанных объемным методом, а по Грушевскому (при обводнении части скважины и при снижении пластового давления до 0,15 МПа от его первоначальной величины) отобрано всего 3 % запасов, подсчитанных объемным методом. Считаю, что это несоответствие обусловлено погрешностями в определении запасов газа, вызванными неправильным представлением о строении залежей. В то же время результаты испытания многочисленных объектов свидетельствуют о сильной газизированности приразломной зоны, но добыча газа осложнена активным проявлением пластовых вод в эксплуатационных скважинах.

С другой стороны, воды сарматских отложений Грушевского месторождения по минеральному составу характеризуются как застойные. Водоносные горизонты весьма неоднородны по песчаности, что исключает проявление активного водонапорного режима. По всей видимости, мобильность вод и кажущаяся активность водоносного бассейна связаны с газизированностью вод в зоне тектонических нарушений. Эти обстоятельства позволяют связывать перспективу дополнительной добычи газа из пластовой воды.

Эксплуатация скважин на заключительных этапах разработки

Приток газа к скважинам и подъем его на поверхность осуществляются за счет энергии давления скатого газа. По мере истощения залежи такой энергии становится все меньше, и поэтому для конечной газоотдачи существенное значение имеют мероприятия, направленные на снижение энергетических затрат в призабойной зоне и в стволах скважин. Энергия давления в скважине расходуется на подъем газа на поверхность и на преодоление сил трения. Величина перепада давления в стволе зависит от дебита скважины, ее глубины, диаметра лифтовых труб, плотности струи, определяемой в зависимости от давления, температуры, состава газа и примесей, а также от коэффициента трения на контакте газ - фонтанные трубы. Последний вычисляется в зависимости от числа Рейнольдса и шероховатости труб. Величина перепада давления определяется по уравнению эксплуатации скважин. В качестве такового для газовых скважин применяется известная формула Г.А.Адамова [64]

$$P_c^2 = P_f^2 e^{2s} = 1,577 \lambda \frac{z_c^2 P_f^2}{d^5} (e^{2s} - 1) q^2, \quad (37)$$

где P_c - давление на забое скважины; P_f - давление на устье скважины; e^s - параметр, учитывающий вес столба газа в скважине; q - дебит скважины, тыс. м³/сут;

$s = \frac{0,03475 \cdot \rho \cdot L}{\lambda_{cp} T_{cp}}$; λ - коэффициент гидравлического сопротивления в фонтанном подъемнике; λ_{cp}, T_{cp} - средние по стволу скважины сверхсжимаемость и температура газа; d - диаметр лифтовых труб (внутренний), см; ρ - относительная по воздуху плотность газа; L - глубина скважины (до середины эксплуатируемого горизонта), м.

Согласно этой формуле, при снижении давления уменьшается вес столба газа, а при снижении дебита газа уменьшаются и потери давления на трение. Отсюда вытекает, что на поздних этапах эксплуатации при низких давлениях и дебитах скважин потери давления на транспортировку газа из забоя на поверхность будут весьма незначительными. В действительности этого не наблюдается, поскольку добываемый газ представляет собой газожидкостную смесь.

При больших рабочих давлениях (выше 2-3 МПа) и обычных для промышленных условий дебитах газа затраты давления в стволе обычно соответствуют рассчитанным по формуле Г.А.Адамова. При снижении давления и уменьшении дебита или увеличении количества жидкости эта формула дает искаженные результаты вследствие изменения динамического состояния газожидкостного потока [5, 171].

Газожидкостные смеси в вертикальных трубах нефтяных и газовых скважин изучали многие ученые. Более всего изучались режимы с относительно высоким содержанием жидкости [171], что отвечает условиям эксплуатации скважин при режиме свободного фонтанирования или в условиях компрессорного способа добычи нефти. На газовых месторождениях интерес представляют газожидкостные смеси с небольшим содержанием жидкости.

Динамическое состояние газожидкостной струи определяется большей частью величиной газосодержания, представляющей собой отношение количества газа к количеству жидкости по объему. В зависимости от газосодержания выделяют несколько структур газожидкостной струи [2, 138, 171]:

- 1) туманную - капельки жидкости поднимаются вместе с газовой фазой, которая является сплошной средой;
- 2) дисперсно-кольцевую - газообразная фаза с капельками жидкости образует ядро потока, а жидкая - движется по стенкам лифтовых труб;
- 3) пробковую - на отдельных участках лифта образуются вислячие жидкостные пробки, через которые проскальзывает газ отдельными пузырьками;
- 4) эмульсионную - газообразная фаза распределена в потоке в виде мелких пузырьков, разделенных жидкими пленками;
- 5) снарядную - газообразная фаза распределена в жидкости в виде крупных пузырей, соизмеримых с диаметром лифтовых труб;
- 6) пузырьковую - газообразная фаза распределена в жидкости в виде мелких пузырей.

Для условий туманной структуры изменение давления по стволу работающей скважины соответствует расчетному по формуле Г.А.Адамова или близко к нему. Различие состоит лишь в том, что плотность влажного газа больше. Это можно учесть поправками в формуле в зависимости от газосодержания [55]. При снижении газосодержания структура потока переходит в дисперсно-кольцевую, и движущаяся по стенкам труб жидкость сужает проходное сечение для газа. Тот же эффект создают и капли жидкости непосредственно в газовой струе, которые отстают от движения газа. Вследствие этих эффектов увеличиваются потери энергии давления, которая расходуется на подъем жидкости к поверхности.

При дальнейшем снижении газосодержания капли жидкости слипаются в более крупные, и скорость падения их в движущейся струе становится больше. Следовательно, будет больше и продолжительность нахождения одной и той же жидкости в стволе. Это, в свою очередь, снижает газосодержание струи. На участках с пониженной скоростью струи (выше сужений на муфтах) образуются жидкостные пробки. В интервалах пробок изменение давления с глубиной уже больше характерно для жидкостной струи. Такие жидкостные пробки фиксируются по данным изменения давления с глубиной [10, 66].

При дальнейшем снижении газосодержания поступающая к забоям жидкость уже не

относится полностью на поверхность. Вследствие слипания капли укрупняются, скорость их падения становится больше скорости газовой струи, и жидкость начинает скапливаться на забое. Если давление, создаваемое высотой столба скопившейся жидкости, станет больше пластового, добыча газа прекратится.

Таким образом, снижение газосодержания в стволе приводит к увеличению потерь давления и если пластовой энергии недостаточно, то прекратится добыча газа.

Снижение газосодержания в стволе скважин - явление, закономерное для поздних этапов разработки месторождений. Обусловлено оно тем, что дальнейшее снижение давления на устьях скважин ограничено техническими возможностями оборудования.

В этом случае эксплуатация скважин проводится при режиме необходимого давления на газосборных пунктах и, следовательно, на устьях скважин. В связи с тем что такое давление ограничено, по мере снижения пластового давления снижается депрессия на пласт, что приводит к уменьшению притока из пласта как газа, так и жидкости. Причем приток газа уменьшается быстрее, чем приток жидкости, поскольку первый зависит от разницы квадратов пластового и забойного давлений, а второй уменьшается пропорционально снижению депрессии, т.е. увеличивается разница между пластовым и забойным давлениями. Поэтому содержание воды в притекающей к забоям продукции увеличивается. Оно увеличивается также при прорывах контурных и подожванных вод.

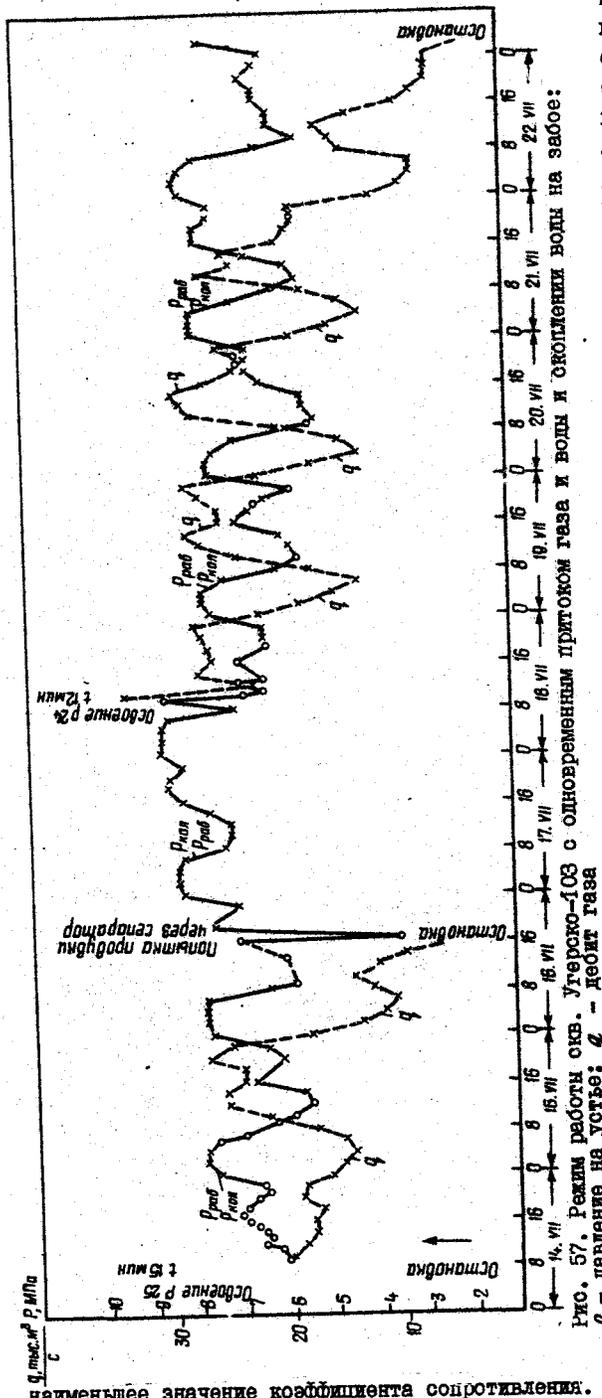
Увеличение количества жидкости в движущейся струе ствола скважины, кроме того, происходит за счет следующих факторов:

- при меньших дебитах газа каждая капля жидкости находится в стволе более продолжительное время из-за снижения скорости движения газа;
- большее число капель в единице объема способствует слипанию этих капель, увеличению скорости падения относительно газовой струи и, следовательно, большей продолжительности нахождения жидкости в стволе;
- уменьшение плотности газа в стволе приводит к уменьшению архимедовой силы для капель жидкости;
- меньшее количество газа в стволе быстрее охлаждается при его движении по стволу, что способствует интенсивной конденсации паров жидкости.

Все эти факторы приводят к тому, что для каждой конкретной скважины при данном устьевом давлении имеется минимальный дебит скважины - q_{min} . С дебитами, меньшими q_{min} , скважина может эксплуатироваться только в том случае, если будет обеспечено постоянное удаление жидкости из забоя.

В качестве примера приведем данные об эксплуатации скв. 103 на Угерском месторождении из залежи XУб горизонта. Газоносный горизонт в этой скважине вскрыт перфорацией в интервале 935-900 м. Он представляет собой частое чередование проницаемых и непроницаемых пропластков. Пластовое давление на дату исследования составляло 1,345 МПа. Подача газа осуществлялась через сепаратор и замерное устройство в газосборный коллектор, который был подключен к потребителю. В зависимости от потребления давление в газосборном коллекторе и на устье скважины изменялось от 0,55 (в часы наибольшего потребления) до 0,85 МПа (в ночные часы). В зависимости от давления на устье дебит скважины изменялся от 27 до 13 тыс. м³/сут. Вместе с газом поступала вода в количестве 25-27 л на 1 тыс. м³ газа. Потери давления в стволе при этом составляли 0,45-0,55 МПа. При рабочих давлениях на устье порядка 0,55-0,70 МПа скважина эксплуатировалась довольно устойчиво с дебитами 18-27 тыс. м³/сут (рис. 57). Повышение давления на устье до 0,75 МПа сопровождалось прекращением выноса воды из скважины и постоянным уменьшением дебита газа вплоть до полного прекращения фонтанирования скважины.

Освоение скважины проводилось с помощью высоконапорного газа, подававшегося в затрубное пространство скважины для удаления воды из забоя. Освоить скважину после продолжительной (несколько часов) остановки путем ее открытия (продувки) не удавалось. На основании проведенных исследований было установлено, что минимальный дебит, с которым скважина может работать, составляет 13,6 тыс. м³/сут при давлении на устье 0,75 МПа.



Для других скважин значе-
ние минимального дебита было
иным и в зависимости от глу-
бин, диаметра лифта, количе-
ства выносимой воды, устьево-
го и забойного давлений состав-
ляло 5-40 тис. м³/сут. Также
различным был период неустой-
чивого фонтанирования, т.е.
время от начала постепенного
снижения дебита до полного
прекращения фонтанирования.
В зависимости от количества
поступавшей на забой жидкости
этот период составлял от не-
скольких часов до нескольких
суток и даже месяцев.

Потери давления в стволе
применительно к газовым сква-
жинам изучались ВНИИгазом на
моделях [5, 18, 24]. В резуль-
тате установлено, что опреде-
ляющим параметром потерь дав-
ления в вертикальных трубах
на единицу длины является мо-
дифицированный параметр Фруда
для газа

$$Fr^* = \frac{A_1}{A_2} \frac{1}{z} \frac{T_{cr} P}{T P_{cr}} \frac{W_g^2}{qd} \quad (38)$$

а также параметр Фруда для жид-
кости

$$Fr_* = \frac{W_w^2}{qd} \quad (39)$$

где W_g - скорость газа; W_w -
скорость воды; A_1, A_2 - соот-
ветственно относительная плот-
ность газа (по воздуху) и жид-
кости (по воде); z - коэффи-
циент сверхсжимаемости газа;
 T_{cr}, T - соответственно стан-
дартная и рабочая температуры
в потоке газа; P_{cr}, P - соот-
ветственно стандартное и рабо-
чее давление в потоке газа.

Данные исследований сви-
детельствуют, что при числах
 Fr^* от 300 до 700 отмечается

наименьшее значение коэффициента сопротивления. При снижении чисел Фруда, т.е. при снижении дебитов скважин, сопротивление в стволе увеличивается, и если перепад давлений от забоя до устья будет недостаточным, то фонтанирование скважин прекратится.

Минимальные устойчивые дебиты скважин для условий предкарпатских месторождений в зависимости от рабочих давлений, количества жидкости и диаметра лифто-
вых труб рассчитаны по результатам исследований ВНИИгаза. Эти данные подтверждаются промышленными наблюдениями, т.е. при наличии жидкости величина q_{min} является и предельным дебитом, при котором возможна эксплуатация скважины. Так как величина дебита определяется фильтрационными коэффициентами a и b , пластовыми и забойными давлениями, то она и определяет конечное пластовое давление в залежи. Уменьшение величины q_{min} приведет к снижению конечного пластового давления, а значит, и к увеличению конечной газостдачи.
Из этих данных видно, что q_{min} тем меньше, чем меньше глубина скважины, диаметр лифтовых труб, а также чем ниже давление на устье и меньше воды поступает из пласта в скважину. Однако даже при очень небольших притоках воды (порядка 5-10 л/сут) минимальные дебиты довольно большие и составляют 5-10 тис. м³/сут. При небольших притоках воды эксплуатация скважин может осуществляться и при дебитах ниже q_{min} . При этом вода уже не выносится на поверхность, а, отделяясь от газа на забое, поглощается пластом. Такие явления наблюдаются в скважинах, эксплуатирующих горизонты углероского типа, особенно когда текущий ГРК находится выше нижних отверстий перфорации. Тогда из верхней газоносной части притекает газ, а увлекаемая газом вода отделяется в стволе, выпадает на забой и поглощается обводненной частью пласта. В таком случае снижение давления в газоносной части приводит к снижению давления и в водоносной части, в связи с чем эксплуатация скважины может вестись до тех пор, пока не обводнится интервал перфорации за счет подъема ГРК, вызванного активностью водоносного бассейна. При больших диаметрах лифта эксплуатация скважин улучшается, потому что лучше отделяется вода.

Такое же явление может возникнуть и в горизонтах даваевского типа. Хотя интервал перфорации находится в полностью газоносной части и активность пластовых вод небольшая, скапливающаяся вода поглощается нижней частью, а из верхней поступает газ; при этом давление в горизонте будет снижаться по мере отбора из него газа.

Существенно отличается этот процесс в горизонтах свидницкого типа, где чередуются пропластки разной проницаемости. Скапливаемая на забое вода будет поглощаться наиболее истощенными пропластками, а газ будет поступать из менее истощенных, в которых давление выше, но при замерах не фиксируется. При этом замеряемое давление уже снижаться не будет, а зачастую будет и увеличиваться. В таких условиях скважины могут эксплуатироваться еще несколько лет, дебиты их будут постепенно уменьшаться, но замеряемое давление уже не изменится (рис. 58). Конечное пластовое давление в этих случаях тем выше, чем ниже $K_{пл}$ (рис. 59).

В продуктивных горизонтах рудковского типа путями поступления воды на забой являются трещины. Активность притока воды к забой зависит от места расположения скважины относительно систем трещин и сообщаемости трещин с активными водоносными горизонтами. Поэтому могут возникнуть различные условия эксплуатации скважин на позднем этапе. Если же трещины сообщаются с водоносной частью горизонта, в которой давление равно давлению в газоносной части, эксплуатация скважин с дебитами ниже q_{min} будет аналогичной таковой продуктивных горизонтов углероского типа. Однако если трещины сообщаются с водоносной областью, где давление выше, то внедрение воды резко возрастает, и это приводит к обводнению скважины. В некоторых случаях при снижении давления в водоносной части могут проявиться ранее обводнившиеся скважины.

Кроме скапливающейся на забое воды преждевременное прекращение эксплуата-
ции скважин происходит из-за песчано-глинистых пробок, образующихся на забоях скважин. Глинистые и песчаные частицы, скапливаясь на забое, постепенно перекрывают нижние интервалы перфорации, препятствуя поступлению газа из нижних пропластков. Песчано-глинистые пробки образуются в большинстве скважин, эксплуатирующих горизонты свидницкого типа. В ряде случаев наличие таких песчано-глинистых пробок приводит к прихватам фонтанных труб и сложным ремонтным работам.

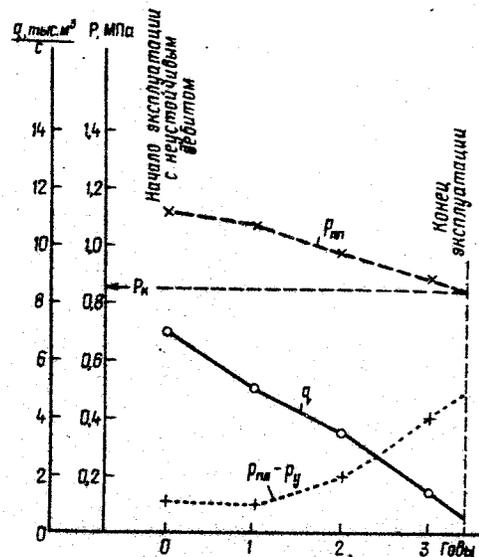


Рис. 58. Закономерности эксплуатации скв. Дашава-37 с низкими пластовыми давлениями и неустойчивым дебитом (при отделении воды на забое и поглощении ее частью пласта): $P_{пл}$ - пластовое давление, $P_{пл} - P_g$ - потери давления при работе скважины; q - дебит газа; P_k - конечное пластовое давление

Конечные коэффициенты газоотдачи пласта, залежи и месторождения в целом будут тем выше, чем меньшими станут конечные пластовые давления. Эффективная разработка залежи на поздних этапах, т.е. в условиях более низких пластовых давлений, возможна в случае эксплуатации скважин с устойчивыми дебитами, превышающими минимальные. Поэтому важным направлением повышения конечной газоотдачи является обеспечение эксплуатации каждой скважины с дебитами $q > q_{min}$ при наиболее низких давлениях в пласте и на устье. Все работы, направленные на снижение фильтрационных коэффициентов α и β , с одной стороны, и на снижение давления на устье до атмосферного и даже ниже, с другой, способствуют повышению конечной газоотдачи.

Если дебиты скважин достигли минимальных величин, их дальнейшая эксплуатация становится неустойчивой. Требуется меры, направленные на прекращение поступления воды на забой или на своевременное удаление ее из забоя.

За период разработки газовых месторождений Предкарпатья накоплен большой опыт применения различных мер по повышению конечной газоотдачи. В начальный период разработки при еще высоких пластовых давлениях основным было воздействие на призабойную зону - СКО, гидроразрыв пласта, дополнительная перфорация, изоляция водоносных пластов. На конечном этапе - это применение технических средств и технологических мер по снижению устьевого давления, удалению воды из забоев и очистке забоев от песчано-глинистых пробок.

Промышленное внедрение СКО началось на скважинах, эксплуатирующих продуктивные горизонты рудковского типа. Наличие трещиноватости и высокая карбонатность пород способствовали значительному увеличению продуктивности скважин. Рабочие дебиты скважин увеличивались в несколько раз. Однако наряду с положительными сторонами СКО существуют и определенные недостатки. Скважины, в которых проведена СКО, трудно поддаются глушению при ремонтах, а после ремонта возникает трудности с их освоением.

В ряде скважин (Рудки-125, 34, 39, 41) после кислотных обработок приток воды к забоям увеличился, что в конечном итоге способствовало их обводнению.

Проведение СКО в условиях продуктивных горизонтов дашавского типа способ-

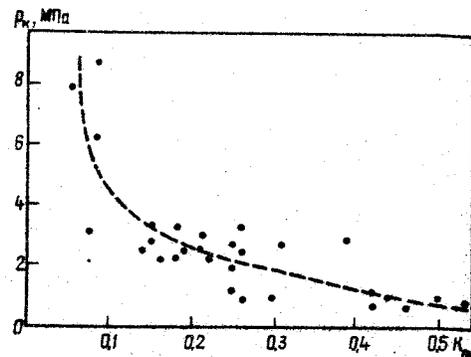


Рис. 59. Корреляционная зависимость конечного пластового давления от $K_{плч}$ продуктивного горизонта по данным скважин, законченных эксплуатацией на Дашавском, Опарском, Свидницком и Ходновичском месторождениях

ствовало увеличению продуктивности в среднем на 30%. Отрицательным эффектом являлось увеличение притока воды, отмечавшееся в нескольких скважинах. Основная причина этого заключалась в некачественной изоляции водоносных пластов при цементировании эксплуатационных колонн. Эффективность кислотных обработок значительно уменьшается при низких пластовых давлениях в связи с трудностями освоения скважин и очистки призабойной зоны. За время промышленного применения СКО существенно усовершенствована технология их проведения. Если в начальный период глушение скважин проводилось водой и процесс обработки длился несколько суток, то за последнее время при осуществлении СКО широко используются метиловый спирт и сжатый азот. Закачка скважины проводится разгазированным спиртом, после чего закачивается разгазированный высококонцентрированный раствор соляной кислоты с продавкой в пласт сжатым азотом. Освоение скважины производится через 1-2 ч после этого. Такая технология позволила повысить эффективность СКО, упростила процесс ее проведения и дала возможность выполнять обработку пластов с низким пластовым давлением.

Для увеличения продуктивности скважин проводились гидроразрыв пласта на нескольких скважинах, разрабатывавших продуктивные горизонты свидницкого типа. Однако из-за большой глинистости коллектора эти работы не дали желаемого результата.

Дополнительная гидрперфорация горизонтов свидницкого типа эффективна в случаях, если в начальный период эксплуатации скважины горизонт не был вскрыт полностью, и газонасыщенные пропластки остались недренными или недостаточно дренируемыми. После дополнительной перфорации обычно увеличивается замеряемое пластовое давление и дебиты скважин (см. табл. 11).

Изоляционно-оздоровительные работы дают эффект в тех скважинах, где пластовые воды прорываются по более проницаемым пластам в условиях продуктивных горизонтов дашавского типа или прорыва вод из другого горизонта. В продуктивных горизонтах свидницкого и грушевого типов изоляционные работы не дают положительного эффекта, так как вместе с изоляцией воды перекрываются пути поступления газа к скважине. С уменьшением пластового давления увеличивается трудности проведения изоляционных работ в связи с поглощениями и снижается их эффективность. Поэтому при давлениях, ниже 0,3 гидростатического, проведение изоляционных работ требует более сложной технологии, т.е. применения облегченных жидкостей на базе пенных систем, пакерирующих устройств и т.д. [10]. В то же время эффективность таких работ в малодобитных скважинах небольшая.

Очистка песчано-глинистых пробок в условиях продуктивных горизонтов свидницкого типа всегда эффективна, поскольку уменьшаются потери давления в призабойной зоне и на забое. В ряде случаев очищаются и включаются в работу пропластки, которые из-за перекрытия пробкой отключались и не дренировались. При низких пластовых давлениях промывка забоев скважин обычно проводится растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), что обеспечивает удаление песка и глины из забоев скважин. Частота промывок составляет от нескольких дней до нескольких месяцев и зависит от условий, способствующих образованию песчаных пробок. Песчаные пробки образуются большей частью в малодобитных скважинах, эксплуатирующихся при поступлении воды из пласта на забой в продуктивных горизонтах свидницкого типа. По мере истощения залежей пробки образуются чаще, а работы по их ликвидации усложняются.

На конечном этапе эксплуатации скважин основными методами интенсификации притока становятся методы, направленные на удаление воды из забоя. При эксплуатации скважины с неустойчивыми дебитами ($q < q_{min}$) в большинстве случаев необходимы меры, направленные на удаление жидкости из забоев. Самым простым и часто наиболее эффективным методом является продувка скважины в воздух. Он эффективен тогда, когда скважина эксплуатируется при рабочем давлении выше атмосферного. При открытии устья скважины в атмосферу перепад давления от забоя к устью уве-

личивается, а дебит скважины становится больше q_{min} , и вода удаляется из забоя. Недостатками метода являются потери газа и загрязнение окружающей среды. При рабочих давлениях, близких к атмосферному, продукт скважины практически невозможно.

На газовых месторождениях проводилось промышленное испытание и других методов по удалению воды из забоя. Принцип большинства их основан на создании в лифтовых трубах условий, при которых временный расход газа был бы больше q_{min} . Однако ни один метод не получил широкого распространения.

Следует отметить автоматы непрерывного удаления воды, плунжерные лифты, вспенивающие вещества, диспергаторы, удаление воды с помощью глубинных насосов и сжатом газом, подаваемом с поверхности. Автоматические устройства непрерывного удаления жидкости устанавливались на скважинах, эксплуатирующихся по трубам и затрубному пространству. Если дебит скважины меньше q_{min} , то на забое начинает скапливаться жидкость. Если при этом эксплуатировать скважину только по трубам, то величина q_{min} будет существенно меньше, ибо она зависит от диаметра лифта. С уменьшением эффективного диаметра подъемника снижается также рабочий дебит скважины, но он в этом случае все же больше q_{min} , и поэтому скопившаяся на забое жидкость выносится на поверхность. Автоматическое устройство периодически перекрывает затрубное пространство, что создает условия для удаления жидкости по трубам. При разработке залежи такие условия длительное время не выдерживаются, поскольку снижаются пластовое давление и дебиты скважин. Если рабочий дебит становится ниже q_{min} для фонтанных труб, автоматическое устройство не нужно. Замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра позволяет продолжить эксплуатацию скважины в области устойчивого дебита еще некоторое время, но и это время непродолжительное.

Таким образом, автоматические устройства применяются ограниченное время. Максимальная продолжительность их эксплуатации на скважинах Предкарпатья составляет несколько месяцев.

Применение плунжерного лифта также позволяет некоторое время эксплуатировать скважину после достижения q_{min} . Принцип плунжерного лифта основан на уменьшении проскальзывания жидкости относительно газа в стволе скважины. Плунжер представляет собой цилиндрический корпус, снабженный центральным клапаном. Клапан открыт во время падения плунжера, и газ проходит через полость корпуса. С открытым клапаном плунжер падает до трубного ограничителя, над которым скапливается жидкость. При ударе о трубный ограничитель клапан плунжера закрывается. Прходное сечение уменьшается, и создается дополнительное сопротивление для газа. Давление на забое увеличивается за счет уменьшения притока из пласта и снижения депрессии на пласт. За счет повышения давления поступающий под плунжер газ поднимает его на поверхность. При работе плунжерного лифта работа пласта становится циклической, импульсивной, что само по себе улучшает приток газа из пласта.

На месторождениях Предкарпатья применялись плунжерные лифты типа летачий клапан конструкции ВНИИгаза [157]. Несмотря на простоту конструкции и надежность в работе, плунжерные лифты применяются ограниченно. Они могут работать в тех скважинах, в которых при ограничении течения газа в трубах начинает резко возрастать забойное давление. Таким образом, применение плунжерных лифтов возможно лишь при наличии еще значительных пластовых давлений. Продолжительность эксплуатации их в среднем составляла 1-2 мес, иногда больше. В скв. Ходновичи-135 плунжерный лифт устойчиво эксплуатировался 1,5 года.

Применение вспенивающих веществ для удаления воды получило более широкое распространение [98]. Попадание раствора ПАВ на забой способствует образованию пены в стволе скважины, что препятствует слипанию капель воды, образованию водяных пробок и оседанию капель на забой. Вода с пеной в таком случае выносится лучше, чем без нее, и это, в свою очередь, увеличивает время накопления воды на забое между двумя продувками. Улучшению выноса воды способствует и применение

диспергаторов, действие которых основано на уменьшении размеров капель в стволе скважины [10, 66, 76].

Подача ПАВ на забой проводится с помощью автоматических устройств типа "Лотос" или закачкой растворов в затрубное пространство скважин. Стекая по эксплуатационной колонне, эти растворы способствуют образованию пены на забое. Хороший эффект применения ПАВ дает небольшие его расходы (2-10 кг) на одну операцию. При увеличении количества ПАВ образуется больше пены и растет сопротивление движению пенного раствора в трубах. Периодичность закачки ПАВ на забой определялась индивидуально для каждой скважины. Его применение также ограничено во времени, поскольку вынос воды осуществлялся за счет энергии пласта, которая снижается.

Принципиально отличается метод удаления воды с помощью сжатого газа, подаваемого с поверхности (метод газ-лифта). В этом случае на забой вводится энергия с поверхности. Следовательно, метод будет эффективным даже при условии, если не будет хватать пластовой энергии. Опытно-промышленное применение газ-лифта проводилось в 1978 г. в двух скважинах Угерского месторождения и в 1980 г. на Битковском газоконденсатном месторождении [76, 98, 106].

Принцип газ-лифта основан на том, что подача газа в затрубное пространство увеличивает расход газа в трубах, и его дебит становится больше q_{min} . Скважины Угерского месторождения, где применялся этот метод, эксплуатировались около года. Дальнейшее применение газ-лифта стало невозможным из-за несовершенства технологического процесса. Подача газа в каждую скважину должна быть строго регламентирована как по расходу, так и по давлению. Давление газа, который подается на забой, должно быть меньше пластового на величину депрессии, необходимой для притока газа из пласта, а расход газа должен быть таким, чтобы вместе с газом, поступающим из пласта, обеспечивался дебит больше q_{min} . Поэтому по мере эксплуатации каждой отдельной скважины требуется четкое регулирование параметров газа, подаваемого на забой. Это, в свою очередь, требует сложной системы наземных сооружений.

При больших притоках воды эффективно и применение глубинных насосов для подъема воды на поверхность; этот метод применялся на Битковском газоконденсатном месторождении [106]. Периодическая откачка воды по трубам позволила продлить добычу газа по затрубному пространству до полного заводнения залежи.

Перспективным направлением, обеспечивающим снижение конечного пластового давления до минимальной величины, является опережающее снижение рабочих давлений на устье до атмосферного и даже вакуума. Обычно условия подачи газа и технические возможности компрессорных станций не позволяют снизить давление на устье скважины ниже 0,4-0,5, а в некоторых случаях и 1,0-1,2 МПа. Поэтому снижение пластового давления обуславливает переход на эксплуатацию скважины с дебитами, меньшими q_{min} , и заводнение ее забоя при еще значительных пластовых давлениях. В дальнейшем, если даже удастся снизить давление на устье, освоить обводнившиеся скважины уже практически невозможно. Поэтому очень важно обеспечить снижение давления на устье скважины еще до установления дебита, равного q_{min} . Для этой цели применяются существующие на промыслах потоки газа с высоким давлением для эжектирования его из истощенных залежей. Применение эжекторной установки на Давшавском месторождении позволило снизить давление на устьях скважин до 0,1-0,2 МПа, что обеспечило отработку залежей до пластового давления 0,4-0,5 МПа. Перспективы доработки истощенных залежей также связываются с установкой малогабаритных передвижных компрессорных станций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В изучаемом регионе установлена тесная взаимосвязь процессов тектогенеза и седиментогенеза баденских и нижнесарматских отложений. Эти процессы влияли на нефтегазонакопление и образование различных типов газовых и нефтяных скоплений. Они также определяют особенности разработки газовых залежей и формирование конечной газоотдачи продуктивных горизонтов. Основные выводы и закономерности проведенных исследований заключаются в следующем.

Распределение толщи баденских и нижнесарматских отложений контролируется интенсивностью нисходящих движений блоков фундамента, развивавшихся вместе с ограничивавшими их разломами конседиментационно. Основное влияние на распределение мощностей верхнемiocеновых моласс оказывала продольная тектоническая зональность, обуславливая формирование Сторожинского, Угренско-Косовского, Кружаничского и Добровольского блоков, которые ограничены региональными Косовским, Гордокоским, Калущским, Краковецким, Книжичским, а также Предкарпатским глубинными разломами. Эти блоки, кроме того, рассечены рядом разрывных нарушений с меньшей амплитудой.

По особенностям строения и газосности выделяемые блоки рассматриваются как самостоятельные зоны газонакопления.

С простиранием продольных блоков (условно - подзон) совпадает направление локальных миоценовых поднятий и ГЕК газовых залежей, что также подтверждает одновременность развития блоков и осадконакопления.

На особенности развития территории кроме продольной влияния и поперечная тектоническая зональность. Она проявилась в виде поднятых и опущенных участков, разделенных поперечными сбросо- и взбросо-сдвигаемыми нарушениями с амплитудами горизонтального смещения (в современной структуре) до 1,5-2 км.

Отложения нижнего сармата, в том числе породы верхне- и нижнекарпатской подсвиты, широко распространены вдоль всей Внешней зоны прогиба. Аналогично развиты и отложения косовской свиты, мощность которой достигает 400-500 м на юго-востоке зоны и 600-700 м на погруженном вдоль Краковецкого разлома склоне Кружаничского блока.

Сокращение под покровом Внутренней зоны мощности верхнемiocеновых моласс обусловлено одновременным развитием надвига с осадконакоплением и поддвигом под Карпаты юго-западной окраины Вольно-Подольской плиты. Вследствие гравитационного сползания в миоценовой бассейн покров мигрировал к северо-востоку (в сторону платформы), ограничивая развитие в перекрытой им части Внешней зоны шириной до 25-30 км баденских и нижнесарматских отложений.

В миоценовой продуктивной толще больше всего песчаников сосредоточено в середине и особенно в верхах нижнекарпатской подсвиты нижнего сармата. На участках с большей интенсивностью прогибания количество песчаного материала увеличивается в низах нижнекарпатской подсвиты, а также в косовской свите. В местах, приуроченных к зонам разломов, вниз по разрезу опускается и газонасыщенность неогеновых отложений (см. рис. 15, 20, 25, 37).

В ряде случаев песчаники и запасы газа распределены неравномерно и на локальных миоценовых поднятиях, характеризующихся большими $K_{пч}$ и лучшими коллекторскими параметрами на периклиналях, реже на крыльях.

Во Внешней зоне распространены массивные, массивно-пластовые, пластовые сво-

довые, пластовые литологически и тектонически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон газовые залежи. Кроме того, нами выделены прослойный и инъекционный типы газовых залежей. Прослойные характерны для песчано-глинистых горизонтов с $K_{пч}$ меньше 0,5. Они сложены совокупностью мелких резервуаров, каждый из которых приурочен к отдельному пропластку или к нескольким смежным пропласткам с индивидуальными размерами, начальными давлениями, газонасыщенностью и положением ГЕК. Инъекционные залежи приурочены к узким ступеням, слагающим зоны региональных разломов.

Образование наклонных, а в ряде залежей и вертикальных ГЕК объясняется литологической неоднородностью продуктивных отложений и их фациальной изменчивостью. Последняя контролируется блоковой структурой фундамента и пространственным положением разрывных нарушений, конседиментационно развивавшихся в неогеновое время.

Одной из причин возникновения аномально высоких пластовых давлений в миоценовых залежах Внешней зоны, залегающих на глубинах ниже 1900 м, являются кататектонические преобразования минералов (переход монтмориллонита в иллит), уплотнение пород, термобарические условия и степень песчаности разреза.

Нередко в миоценовых залежах, сложенных чередованием песчаников, алевролитов и глин, выше ГЕК среди газосных прослоев встречается и водоносные. Они обычно сложены низкопроницаемыми песчаниками и алевролитами, из которых седиментационная вода при поступлении газа в ловушку не вытеснялась, или они заполнялись водой, в то время как газ поступал в пласты и пропластки с лучшими коллекторскими свойствами. Неоднородность строения природного резервуара влияет и на процесс разработки газовых залежей.

Продуктивные горизонты верхнемалых залежей сложены песчаниками, верхнеюрских - преимущественно трещиноватыми известняками, баденских и нижнесарматских - переслаиванием глин и песчаников. На процесс фильтрации газа в пласте и разработку залежи влияют мощность, проницаемость и трещиноватость пластов-коллекторов, особенно литологическая неоднородность песчано-глинистых горизонтов бадена и нижнего сармата.

Литологическая неоднородность горизонтов уверенно оценивается по величине $K_{пч}$. Установлены тесные корреляционные связи между $K_{пч}$ и другими показателями неоднородности: $K_{расч}$, средней мощности одного пропластка, функциями распределения мощности пропластков. С уменьшением $K_{пч}$ снижаются пористость, проницаемость и газонасыщенность песчаных пропластков, образуются прослойные залежи и наклонные ГЕК.

Коэффициент песчаности служит одним из критериев промышленной ценности залежи и эффективности ее разработки. В горизонтах с низкими $K_{пч}$ дебиты скважин меньше, прерывистость пропластков больше, вертикальная газодинамическая сообщаемость хуже, удельный дренируемый объем (на одну скважину) меньше, эксплуатация скважин проходит при поступлении вместе с газом остаточных пластовых вод и заканчивается при еще высоких пластовых давлениях. В итоге конечная газоотдача ниже, а себестоимость добычи газа больше.

Учитывая условия разработки, нами во Внешней зоне выделено пять типов продуктивных горизонтов и приуроченных к ним газовых скоплений:

у г р с к и й - массивные газовые залежи, связанные с эрозийными выступами сеновских песчаников и подстилаемые пластовыми водами обширного сеновского водоносного бассейна;

р у д к о в с к и й - массивные газовые залежи, приуроченные к эрозийным выступам трещиноватых юрских известняков;

д а ш а в с к и й - пластовые и массивно-пластовые залежи баден-сарматских песчано-глинистых горизонтов с $K_{пч}$ больше 0,5;

с в и д н и ц к и й - прослойные и частично прослойные залежи песчано-глинистых горизонтов с $K_{пч}$ меньше 0,5;

г р у ш е в с к и й - инъекционные залежи и мелкие скопления газа в зонах крупных тектонических нарушений.

Разработка залежей углеродного типа проводилась при водонапорном режиме. При этом отмечалось газодинамическое взаимодействие залежей, заключающееся в вытеснении пластовой воды из одной ловушки в другую и перетоках газа между ними. На поздних этапах разработки залежи пополнялись газом, выделявшимся из подстилающей пластовой воды в результате снижения давления в бассейне.

Залежи рудковского типа разрабатывались при слабом проявлении водонапорного режима. Внедрение пластовых вод носило очаговый характер и способствовало заводнению наиболее трещиноватых зон залежи, заземлению (отторжению от действующих скважин) целиков газа.

Разработка залежей дашаевского типа проводилась при газовом режиме, за исключением нескольких залежей, где отмечено внедрение краевых вод, обусловленное влиянием соседних залежей того же горизонта.

Залежи свидницкого типа разрабатывались без внедрения законтурных вод. В то же время при эксплуатации скважин выносилась пластовая вода, которая поступала из слабогазонасыщенных пропластков, находившихся в пределах залежи.

Разработка залежей грушевского типа отличалась крайне низкой эффективностью. Скважины дренировали очень небольшие газонасыщенные объемы, что способствовало их быстрому заводнению или истощению.

Эксплуатация газовых скважин в основном заканчивается заводнением призабойной зоны продуктивного пласта. Призабойная зона может заводниться пластовыми водами при внедрении их в залежь в результате подъема ГРП (углеродный тип) или опережающего их внедрения по отдельным трещинам или пропласткам (рудковский и грушевский типы), а также чуждыми водами при технических неисправностях. На заключительных этапах разработки добываемая вместе с газом остаточная и конденсационная вода на поверхность не выносятся из-за недостатка энергии. Скапливаясь на забое, она способствует разрушению пласта, образованию песчаных пробок и заводнению (пропитке) газонасыщенных пластов.

Определен минимальный дебит скважин, ниже которого вода из забоя полностью не выносятся. Этот дебит зависит от глубины скважины, диаметра луба, количества поступающей на забой воды и рабочего давления.

Эксплуатация скважины с дебитом, меньшим минимальных, может проводиться в случае, если интервал перфорации или фильтр охватывает водоносную и газонасыщенную части пласта с хорошей газодинамической сообщаемостью по вертикали и отделенная в стволе вода поглощается водоносной частью, а также если скапливаемая на забое вода будет постоянно удаляться. В остальных случаях даже небольшое поступление воды на забой приводит к прекращению эксплуатации и заводнению призабойной зоны газонасыщенного пласта.

Установленные закономерности нефтегазонасыщенности Внешней зоны Предкарпатского прогиба и данные о разработке газовых залежей показали, что ресурсы углеводородов этой территории не исчерпаны. Перспективы дальнейшей газодобычи связываются как с поиском новых залежей, так и со вторичной добычей газа на эксплуатируемых месторождениях.

Главные перспективы поисков новых скопления углеводородов и впрямь предусматриваются в эрозионных выступах и поднятых блоках донеогенового фундамента, а также в миоценовых образованиях прогиба.

К палеогеоморфологическим структурам приурочены газовые залежи врских, меловых и гельветских отложений Рудковского, Угерского, Бильче-Воляцкого, Ясноугерского, Малогорожанского, Северомедницкого и Летнянского месторождений, газонефтяная залежь на площади Лопушная и нефтяные залежи Кохановского и Судовишнянского месторождений, которые сохранились благодаря наличию миоценовой покрывки.

Небольшие газовые залежи в породах юры и карпатия могут быть выявлены в зоне Краковецкого разлома, представленного несколькими погружающимися к юго-западу

ступенями. Такое скопление газа с конденсатом обнаружено скв. Грушев-3 на глубинах 2092-1991 м в отложениях верхней юры, карпатия и нижнего бадена. Зона Краковецкого разлома контролирует распространение максимальных мощностей врских отложений, в которых предполагается развитие биогермных рифов и скоплений газа. Для целенаправленного ведения их поисков в этой зоне с целью подтверждения наличия рифовых тел следует продолжать детальные геофизические и буровые работы и тщательные литолого-петрографические исследования врских отложений.

Более перспективным участком поисков палеогеоморфологических структур считается недостаточно разведанная часть Угерско-Косовского блока между Дрогобычско-Щирецким и Турянским поперечными разломами, особенно его юго-западный склон, где сейчас открыто Летнянское месторождение. По данным разработки Дашаевского месторождения, перспективной является территория, расположенная юго-западнее от него. После проведения сейсмических работ в этих районах при выборе местоположения скважин необходимо учитывать установленную закономерность смещения структурных планов по эрозионной донеогеновой поверхности и миоценовым породам, сводовые части которых с глубиной смещаются к северо-востоку.

Немаловажный интерес в нефтегазонасыщенности представляют мезозойские отложения поднятых блоков центральной и главным образом юго-восточной частей Внешней зоны, особенно при их экранировании слабопроницаемыми породами миоцена опущенных блоков и надвинутого покрова. К такому типу относится нефтегазовое Лопушнянское месторождение (см. рис. 5, 7).

Довольно высоко оцениваются перспективы баденских и нижнесарматских отложений, и в первую очередь на территории, расположенной за пределами развития Внутренней зоны, так как под конседиментационно развивавшимся Внешнекарпатским покровом мощность пород автохтона резко уменьшается к юго-западу до почти полного срезания на расстоянии нескольких километров от выхода надвига на поверхность.

Расчет величины и числа неоткрытых месторождений углеводородов показал, что в миоценовых отложениях может быть еще открыто значительное количество месторождений [33]. Об этом свидетельствуют выявленные в зоне Краковецкого разлома Сусоливское, Нилдовичское и Макушевское месторождения. Указанную зону сбросов и в дальнейшем следует разведывать, как и участки между известными месторождениями, на что неоднократно обращалось внимание [33, 46, 118] и что подтвердилось открытием Черногузского и Славецкого месторождений.

В Угерско-Косовском блоке, кроме зоны Краковецкого разлома и территорий между месторождениями и вблизи них, поисковые работы следует вести в зонах Городокского, Калущинского, Косовского и других разрывных нарушений, вдоль которых в связи с повышенной интенсивностью прогиба приразломных участков увеличены мощности и $K_{пл}$ миоценовых отложений. О перспективности названных зон, кроме приуроченных к ним Малогорожанского, Кадобнянского, Калущинского, Гриньовского, Яблуньского, Ковалевско-Черешенского и других месторождений, свидетельствует приток газа с дебитом порядка 15 тыс. м³/сут из баденских отложений в скв. Каминна-15 (интервал 957-1030 м). В зонах разломов формировались скопления газа интрузивного типа. При пересечении нарушениями высокопроницаемых пластов часть газа могла мигрировать по ним к сводам ближайших структур.

Желательно всесторонне проанализировать данные геофизических исследований и буровых работ по северо-западной части Угерско-Косовского блока для оценки газонасыщенности баденских и нижнесарматских отложений в зонах Стрийской, Дрогобычско-Щирецкой, Монастырецкой и Стряжской поперечных дислокаций, а также Судовишнянской площади, где велось бурение и были получены промышленные притоки газа.

К настоящему времени недостаточно разведан Круженицкий блок с максимальными мощностями баденских и нижнесарматских отложений. Здесь, по данным сейсмиче-

ских работ, на фоне общего погружения донегенового основания в сторону Краковецкого разлома имеются поднятые участки. С ними в миоценовом чехле связаны конседиментационные поднятия, которые следует рассматривать как первоочередные объекты разведки. Наибольшая интенсивность прогибания Крукенитского блока, особенно его юго-восточного крыла, обусловила максимальное развитие почти по всему разрезу нижнедашавской подсвиты и косовской свиты песчаного материала, что создавало хорошие предпосылки для формирования газовых скоплений во всей миоценовой толще.

Неравномерное распределение песчаников на локальных поднятиях предопределило образование кроме пластовых литологически экранированных газовых залежей, как это установлено на Пынянском, Залужанском и других месторождениях. Учитывая широкое развитие зон выклинивания песчаников и литологическое замещение миоценовых отложений, литологические ловушки могут формироваться не только в пределах положительных структур, но и вдали от них — в зонах регионального фациального замещения пород, в зонах разломов и вблизи них. Эти литологические ловушки и должны содержать газовые залежи [33, 173]. С такими прогнозными ловушками будут связаны небольшие залежи, и при их поисках потребуются бурение многих скважин.

Во избежание удорожания поискового бурения было предложено использовать станки легких конструкций, которыми можно бурить до 2500–3000 м. Это позволит сгустить сетку скважин и повысить вероятность выявления газовых залежей [33 и др.]. Данная методика с успехом может применяться на территории Сторожинского и Угерско-Косовского блоков с мощностями миоценовых отложений до 3000 м и в Крукенитском блоке с целью вскрытия горизонтов, залегающих до указанной глубины. Наиболее перспективными участками Сторожинского блока являются районы Коршев — Коломыля и территория вдоль Внешнекарпатского покрова между Косовским месторождением и государственной границей с СРР. В Угерско-Косовском блоке к перспективным относятся зоны Городокской, Кадушской, Краковецкой, Стрыйской и других зон разломов с прилегающими к ним участками, а также неразведанные территории между известными месторождениями. Примером может служить залежь, вскрытая скв. 6 между сводом Бильче-Волицкого поднятия и Стрыйским разломом.

В Крукенитском блоке следует детализировать геофизические работы для установления мест литологического замещения пород миоцена вдоль Краковецкого разлома и выявления локальных конседиментационных поднятий, связанных с поднятиями блоками основания. Не исключена возможность новых открытий между Садковичским и Пынянским, Пынянским и Залужанским, в пределах Ходновичского и Садковичского месторождений ниже уже известных газовых залежей. Следует обратить внимание на слабо разведанные участки блока под покровом Внутренней зоны вдоль Стрыйской, Днестровской и Монастирской поперечных дислокаций.

Согласно существующим методикам, целью поисково-разведочного бурения является получение достаточной информации для подсчета запасов газа. Считается, что чем больше пробурено скважин, тем точнее определены запасы. Такая методика пригодна для разведки выдержанных на значительной площади газонасыщенных горизонтов и ведет к непредвиденному удорожанию работ при доразведке и разработке мелких залежей, как это случилось с определением границ и размеров залежей Грушевского, верхних горизонтов Залужанского и других месторождений. Необходимо изменить процесс разведки таких залежей, конечным результатом которого считается количество приращенных запасов газа. Применяемые инструкции подсчета запасов газа объемным методом предназначены для газоносных пластов, выдержанных по площади.

Конечной целью разведки и разработки мелких залежей следует считать наиболее полное извлечение газа при минимальном количестве скважин. Поэтому проектирование буровых работ должно базироваться на достоверных данных о геологическом строении района и приобретенном опыте разработки таких залежей. При поисках мелких залежей целесообразно закладывать скважины для уточнения их границ.

В настоящее время назрела необходимость вторичной добычи газа. Термин "вторичная добыча" широко используется в практике при разработке нефтяных месторождений. Вопрос о вторичной добыче газа пока не ставился. Считалось, что газ более подвижен и может быть извлечен из пласта с достаточной полнотой.

Анализ разработки месторождений Предкарпатья показал, что полнота извлечения газа из пласта во многих случаях значительно ниже коэффициентов газоотдачи, определенных по промышленным данным. Это объясняется тем, что приняты в расчет начальные запасы газа меньше количества, которое содержится в горизонте или в целом по месторождению.

В процессе разведки и разработки месторождения начальные запасы газа подсчитываются различными методами и неоднократно уточняются. В период разведки месторождения запасы газа определяются объемным методом. Они включают количество газа в объеме породы, ограниченной геологическими поверхностями (кровлей и подошвой продуктивного горизонта, поверхностями ГВК, тектоническими нарушениями). Из этого объема исключаются пласты и пропластки глины, низкопроницаемые и обводненные породы. Четкой границы между промышленными коллекторами и неколлекторами не имеется, т.е. подсчитанные запасы будут меньше того количества газа, которое имеется в данном объеме породы. Через три-четыре года после ввода залежи в эксплуатацию ее запасы уточняются по падению давления. Они в большинстве случаев в несколько раз меньше запасов, определенных объемным методом. Это только запасы газа, дренируемые скважинами. Впоследствии при вводе новых скважин и улучшении условий дренирования цифра начальных запасов обычно увеличивается в среднем на 10–20 %, но все же она значительно ниже определенной объемным методом, а тем более всего количества газа, находившегося в объеме породы к началу разработки залежи. Кроме газа, содержащегося в границах данного месторождения, часть его может притекать со стороны по мере разработки залежи и снижения в ней давления. Из этого следует, что определенные по промышленным данным коэффициенты газоотдачи дают неверное представление о полноте извлечения ресурсов газа из залежи, горизонта или месторождения. Как показывают материалы разработки, месторождения газа содержат еще значительные ресурсы, которые состоят из:

- запасов дренируемой части залежей при текущем пластовом давлении;
- запасов зон, участков и пропластков, не охваченных дренированием действующим фондом скважин, а также целиков газа, заземленных опережающим внедрением воды;
- запасов небольших залежей в пределах месторождений, которые были выявлены разведкой, но не учитывались при оценке запасов;
- запасов газа, растворенного в пластовых водах, которые контактируют с залежами или находятся в пределах месторождений.

Учитывая выявленные ресурсы давно разрабатываемых месторождений, предлагаются следующие направления их вторичной разработки:

- дополнительное разбуривание газовых залежей для приобщения недренируемых пропластков, участков, заземленных целиков газа и неучтенных ранее запасов;
- комплекс мероприятий по переустройству промыслов с целью снижения рабочих давлений на устьях скважин до атмосферного и вакуума, а также для непрерывного принудительного удаления воды из забоев скважин;
- ввод в разработку горизонтов с разгазированными пластовыми водами.

Вторичная разработка месторождений потребует значительных капиталовложений. Основным при проектировании такой разработки будет экономическое обоснование. Себестоимость добычи газа зависит от природных условий. На нее влияют отдаленность газовых месторождений от потребителей, размеры и глубина залегающих газовых скоплений, физико-геологические условия (продуктивность пластов, состав газа, плотность запасов, влияние пластовых вод и др.).

Развитие газовой промышленности началось с освоения относительно лучших по природным условиям месторождений. Поэтому и себестоимость добычи газа в начальный период была небольшой. По мере истощения залежей и месторождений, а также вво-

да в разработку низкоэффективных залежей и пластов себестоимость добычи газа в Предкарпатье увеличилась примерно в 10 раз. В то же время, учитывая, что себестоимость добычи на поздних этапах первичной разработки в 8-10 раз меньше стоимости замыкающего топлива для западных областей Украины, вторичная разработка ряда месторождений Предкарпатья будет экономичной. Если к тому же рассматривать газ в комплексе с другими энергетическими ресурсами, то окажется, что значительная часть остаточных запасов истощенных месторождений и запасов в низкопроницаемых горизонтах и мелких залежах Внешней зоны прогиба подлежит извлечению и использованию.

Вторичная добыча газа будет вестись на пределе рентабельности. В результате повышаются требования к геологическому обоснованию ресурсов, к расчетам фильтрационных процессов при проектировании разработки залежей, обоснованию мероприятий, направленных на снижение потерь давления в пласте, призабойной зоне, стволе скважины и промышленных коммуникациях. Перечисленные вопросы могут быть успешно решены на основании научной обработки всего комплекса данных, полученных в процессе разведки и разработки газовых месторождений.

В частности, анализ прерывистости продуктивных горизонтов баден-сарматских отложений позволяет увереннее закладывать дополнительные скважины, определять их дебиты и ожидаемый отбор. Но в связи с низкими коэффициентами корреляции полученных соотношений требуется еще оценить и степень риска, т.е. возможные погрешности определяемого отбора газа. При низких $K_{пл}$ притока газа может и не быть (см. табл. 10). При более высоких $K_{пл}$ вскрытый горизонт может оказаться истощенным, так как вероятность сообщения с действующими скважинами увеличивается. Очевидно, степень риска уменьшается на многопластовых месторождениях, в связи с чем на первых порах дополнительное разбуривание следует начинать на таких месторождениях, как Свидницкое, Садковичское, Ходновичское, Пинянское. Относительно больший эффект следует ожидать, если в один эксплуатационный объект объединить несколько продуктивных горизонтов. Такое объединение первоначально ведет к увеличению дебита скважин, но отрицательно сказывается на поздних этапах, когда горизонты, особенно нижние, обрабатываются значительно хуже [51].

Дополнительное разбуривание низкопоровых толщ залежей рудковского типа также требует тщательного анализа и определения степени риска. Вопросы дополнительного разбуривания таких низкопоровых толщ можно решить с учетом анализа трещиноватости продуктивного горизонта [112].

Перспективы вторичной добычи газа за счет снижения давления в пласте очевидны на более крупных залежах и месторождениях, где на единицу снижения давления приходится достаточно большое количество запасов газа. Такая добыча в первую очередь обеспечивается техническими средствами, позволяющими отбирать газ при давлениях, близких к атмосферному, и подавать потребителям. При наличии высоконапорных потоков газа также целесообразно применение эжектирования. Параллельно со снижением давления на устьях скважин необходимо проектировать принудительное удаление воды из их забоев с целью снижения потерь давления. Положительные результаты дает применение газ-лифтной и даже глубинно-насосной эксплуатации скважин [76, 106].

Большие перспективы вторичной добычи газа связываются с освоением водогазонасыщенных горизонтов. Оценить полностью их запасы по имеющимся данным пока трудно, поскольку в процессе разведочных работ этим горизонтам не уделялось должного внимания. В то же время при опробовании ряда горизонтов были получены притоки воды с большим газовым фактором. Такие случаи известны для юрских отложений Северомедницкого месторождения, сарматских водоносных горизонтов Ходновичского, Пинянского, Дашавского, особенно для инъекционных залежей Грушевского, Сусливского, Макуневского и других месторождений.

Промышленная добыча газа из пластовой воды производится за рубежом [59, 174, 176]. Технология такой добычи довольно проста. Отбор газожидкостной смеси ведут с помощью газ-лифтной или глубинно-насосной эксплуатации скважин с разделением воды и газа на поверхности и возврат воды обратно в пласт через нагнетательные скважины.

Отбор воды из пласта вследствие снижения пластового давления способствует интенсивному выделению газа из растворенного состояния и расширению отдельных мелких скоплений его, что облегчает добычу. Поэтому целесообразно закачивать добываемую воду не в разрабатываемые, а в отработанные пласты. Первоочередными объектами добычи газа из водогазонасыщенных горизонтов являются Грушевское и другие месторождения, расположенные в зонах тектонических разломов.

Эксплуатация скважин в условиях низких дебитов газа и значительных притоков воды существенно отличается от эксплуатации чисто газовых скважин. Необходимо разработать соответствующие методики проектирования, технологии подготовки газа к потреблению, утилизации добываемой воды и экономического обоснования объемов вторичной добычи газа. Своевременное внедрение технологий вторичной добычи газа на месторождениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба имеет большое прикладное и научное значение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аверьянова Б.И., Дысенко Г.П. О водопроявлениях на Буктыньском газоконденсатном месторождении // Геология, разведка, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. - М., 1980. - С. 60-69.
2. Алиев З.С., Власенко А.П., Андреев С.А., Абрамова Е.С. Определение критического дебита в газовых скважинах. - Газовая пром-сть. - 1975. - № 2. - С. 12-17.
3. Андришев К.А. О геологических основах прогноза сверхвысоких пластовых давлений в осложненных условиях глубокого бурения // Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. - Л., 1977. - С. 14-54.
4. Афанасьев Г.Д., Зыков С.И. Геохронологическая шкала фанерозоя в свете новых значений постоянных распада. - Л.: Наука, 1975. - 99 с.
5. Ахмедов Б.Г. Оптимизация технологического режима работ газовых скважин с водопроявлениями: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - М., 1982. - 18 с.
6. Бадьянов В.А., Бохан Г.А. Классификация по продуктивности продуктивных горизонтов нефтяных месторождений Западной Сибири // Проблемы нефти и газа Тимани. - Тимань, 1973. - С. 17-23. - (Тр. ЗапСибНИИГ; Вып. 18).
7. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 240 с.
8. Берман Л.Б. Пути повышения конденсатотдачи пластов // Газовая промышленность. - 1983. - № 6. - С. 3-4.
9. Берман Л.Б., Ядрев И.П., Ражик В.М., Цили В.А. Филтрационные модели неоднородных газовых залежей // Разраб. и эксплуатация газ. и газоконденсат. месторождений. - 1983. - № 4. - С. 3-47.
10. Билецкий М.М. Исследование и совершенствование процессов эксплуатации обводняющихся газовых скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - Уфа, 1981. - 23 с.
11. Богданов А.А. Основные черты тектоники Восточных Карпат // Сов. геология. - 1949. - № 40. - С. 14-26.
12. Борисов И.П., Вознов В.В., Рыбникова З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1970. - 251 с.
13. Борисов И.П., Рыбникова З.К., Вознов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. - М.: Недра, 1976. - 285 с.
14. Брод И.О. Залежи нефти и газа. - М.: Гостоптехиздат, 1991. - 351 с.
15. Бузинов С.Н. Определение пластового давления по кривым восстановления давления в остановленных скважинах // Комплексный контроль за разработкой газовых месторождений. - М., 1976. - С. 63-146. - (Сб. тр. ВНИИГаза; Вып. 5).
16. Бузинов С.Н., Мерзленко Ф.Ф., Фил М.Л. и др. К оценке текучих коэффициентов газотдачи основных газовых месторождений СССР // Разраб. и эксплуатация газ. и газоконденсат. месторождений. - 1972. - № 10. - С. 3-9.
17. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. - М.: Недра, 1964. - 272 с.
18. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальное исследование потерь давления в малодобитых газовых скважинах, работающих с кипкостью // Разработка газовых месторождений, транспорт газа, промышленная и заводская обработка газа. - М., 1974. - С. 60-69. - (Сб. тр. ВНИИГаза; Вып. 2).
19. Василечко В.П., Войничский В.П., Швалчик Н.С. Опыт разработки Гринковского месторождения // Нефть и газовая пром-сть. - 1983. - № 1. - С. 27-28.
20. Васильев Д.Н., Куликова Н.Г. Влияние пластового давления на газотдачу трещиновато-пористых коллекторов // Газовая пром-сть. - 1982. - № 4. - С. 22-23.
21. Витрик С.П., Утробин В.Н. Основные типы газовых залежей Советского Предкарпатья // Материалы VI съезда Карпато-Балк. геол. ассоц. - Киев, 1965. - С. 157-158.
22. Вишняков И.Б. Особенности геологического строения и развития Волинно-Подольи и Предкарпатья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1978. - 25 с.
23. Вишняков И.Б., Палий А.М., Федорович Г.П. и др. Схема корреляции и унифицированная синонимика газоносных горизонтов сармат Бельче-Волинской зонн // Нефть и газовая пром-сть. - 1979. - № 3. - С. 6-9.
24. Власенко А.П., Абрамова Е.С., Бузинов С.Н. и др. Определение величины минимального дебита, обеспечивающего установившийся вынос жидкости из скважины // Разработка газовых месторождений, транспорт газа, промышленная и заводская обработка газа. - М., 1974. - С. 79-85. - (Тр. ВНИИГаза; Вып. 2).
25. Влияние обводнения многопластовых залежей на их разработку / Г.В.Рассохин, И.А.Леонтьев, В.И.Петренко и др. - М.: Недра, 1973. - 264 с.
26. Вознов В.В., Хрусталева З.А. Характеристика зависимости между непрерывной частью пласта и коэффициентом песчаности // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. - М., 1973. - С. 85-91. - (Тр. ВНИИ; Вып. 47).
27. Вязов О.С. Основные проблемы тектоники Карпат // Геология Карпатской нефтегазоносной провинции. - Киев, 1965. - Вып. 1. - С. 12-21.
28. Вязов О.С. Стратиграфия неогеновых моласс Предкарпатского прогиба. - Киев: Наук. думка, 1965. - 211 с.
29. Вязов О.С. Схема стратиграфии неогеновых отложений западных областей УССР // Палеонтол. сб. - 1980. - Вып. 17. - С. 93-96.
30. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование нефтегазонакопления. - М.: Недра, 1975. - 272 с.
31. Геологические формации нефтегазоносных провинций Украины / Г.Н.Доленко, Л.Т.Бойчевская, Н.И.Галабуца и др. - Киев: Наук. думка, 1984. - 232 с.
32. Гиматуллин Ш.К. Изучение нефтеотдачи неоднородных пористых сред // Геология нефти и газа. - 1962. - № 8. - С. 20-22.
33. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Г.Н.Доленко, Л.Т.Бойчевская, Л.Г.Давылович и др. - Киев: Наук. думка, 1980. - 148 с.
34. Глушко В.В. Очерк геологической истории Предкарпатского краевого прогиба // Материалы изучения районов современного и ископаемого соленакопления. - М., 1956. - С. 127-136. - (Тр. ВНИИГ; Вып. 22).
35. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. - М.: Недра, 1968. - 264 с.
36. Глушко В.В., Скляр В.Т. Нефть во Внешней зоне Предкарпатского прогиба // Геология нефти и газа. - 1959. - № 4. - С. 49-52.
37. Гостинцев К.К., Гроссгейм В.А. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. - Л.: Недра, 1969. - 264 с.
38. Гомзиков В.К., Емельянов Н.Н., Кочетов М.Н., Прова М.П. Группирование продуктивных объектов по степени их неоднородности при изучении нефтеотдачи пластов // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. - М., 1974. - С. 28-39. - (Сб. науч. тр. ВНИИ; Вып. 50).
39. Грачева О.Н. Оценка коэффициента газотдачи месторождения на основании связанности продуктивных отложений // Тр. ВНИИ природ. газов. - 1972. - Вып. 45/53. - С. 74-77.
40. Григорьев В.С. Особенности разработки и подсчета запасов газа низкопроницаемых коллекторов // Нефть и газовая пром-сть. - 1983. - № 3. - С. 33-35.
41. Гуржий Д.В., Щерба В.М., Третьяков С.В. О влиянии вулканического материала на фильтрационные свойства пород // Проблемы геологии и техники освоения сверхглубокого бурения на нефть и газ в Украинской ССР. - Киев, 1969. - С. 111-116.
42. Давиденко В.А., Филипп Я.А. Выявление зон АВПД по кажущимся сопротивлениям и плотности глинистых покрышек во Внешней зоне Предкарпатского прогиба // Экспресс-информ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. - 1976. - № 18. - С. 6-10.
43. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промышленно-геологических данных. - М.: Недра, 1966. - 204 с.
44. Дикенштейн Г.Х., Аржевский Г.А., Строганов В.П. Роль глинистых покрышек при формировании газовых залежей // Геология нефти и газа. - 1965. - № 3. - С. 23-25.
45. Досрыкин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1966. - 208 с.
46. Досрыкин В.М., Серебряков В.А. Петрофизические основы выявления зон аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических исследований скважин // Петрофизика коллекторов нефти и газа. - М., 1975. - С. 187-195.
47. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. - Киев: Изд-во АН УССР, 1962. - 368 с.
48. Доленко Г.Н., Яром Б.И., Уляло Б.М., Хоменко В.И. Закономерности нефтегазоносности Предкарпатского и Закарпатского прогибов. - Киев: Наук. думка, 1969. - 202 с.
49. Дулуб В.Г. К вопросу о границе между оxfordским и кимериджским ярусами прогиба западной окраины Русской платформы // Тр. УкрНИИГ. - 1963. - Вып. 5. - С. 176-184.
50. Дикалов С.В., Фил М.Л. К вопросу о корреляционных связях между физической характеристикой и конечной газотдачей продуктивных горизонтов // Комплексный контроль за разработкой газовых месторождений. - М., 1976. - С. 35-44. - (Сб. тр. ВНИИГаза; Вып. 5).
51. Ефремов Е.П., Якия А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов // Нефть, хоз-во. - 1981. - № 8. - С. 32-36.
52. Емчужников Ю.А. К вопросу о синонимике угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геол. - 1950. - № 2. - С. 12-33.
53. Емчужников Ю.А. Периодичность осадконакопления и понятия ритмичности и цикличности // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. - 1955. - 30. вып. 3. - С. 74-76.
54. Зозуляк М.И., Федосин В.А. О критических депрессиях при опробовании трещиноватых и песчано-глинистых пластов // Нефть и газовая пром-сть. - 1981. - № 2. - С. 35-37.
55. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. - М.: Недра, 1974. - 373 с.

56. Застежко Ю.С., Терещенко В.А., Бельх А.Д. Особенности строения гидродинамических систем газовых залежей юго-восточной части Днепр // Нефтегаз. геология и геофизика. - 1977. - № 1. - С. 28-32.
57. Застежко Ю.С., Терещенко В.А. и др. Гидрогеологические условия разработки газовых месторождений восточных районов Украины // Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений УССР. - М.: Недра, 1973. - С. 47-56. - (Тр. УкрНИИГаза; Вып. 8).
58. Зиненко И.И. Исследование гидрогеологических условий Предкарпатского прогиба в связи с разведкой и разработкой газовых месторождений: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Харьков, 1975. - 24 с.
59. Зорькин Л.М., Сталник Е.В., Юрин Г.А. Углеводородное сырье из подземных вод // Газовая пром-сть. - 1981. - № 2. - С. 17-21.
60. Зотов Г.А., Твердовский С.М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. - М.: Недра, 1970. - 191 с.
61. Иванов А.К., Скородули В.Д. Роль тектонических разрывов в формировании газовых и нефтяных месторождений Внешней зоны Предкарпатского передового прогиба // Нефть и газовая пром-сть. - 1968. - № 4. - С. 11-16.
62. Иванчук П.П., Виноградов В.А., Соловьев Е.А. Новые направления геологоразведочных работ по наращиванию газовых ресурсов в старых газодобывающих районах // Геология и разведка газ. и газоконденсат. месторождений. - 1985. - № 1. - С. 3-52.
63. Иванчук П.П., Соловьев Е.А. Дополнительная сырьевая база газодобывающих районов // Газовая пром-сть. - 1983. - № 5. - С. 14-15.
64. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недра, 1980. - 301 с.
65. Ищенко А.Н., Солоник Е.В., Павлик И.С., Покрышко М.С. Опыт разработки газовых месторождений Внешней зоны Предкарпатья и геолого-промышленные мероприятия по повышению их конечной газоотдачи // Разраб. и эксплуатация газовых и мор. нефт. месторождений. - 1981. - № 5. - С. 1-11.
66. Коваленко М.П. Удаление жидкости из скважин // Газовая пром-сть. - 1983. - № 10. - С. 14-16.
67. Ковальчук Н.Р., Прелтеченская Н.С. Подготовка нефтяных и газовых месторождений к подсчету запасов и разработке. - М.: Недра, 1977. - 119 с.
68. Козлов А.Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. - М.: Гостоптехиздат, 1959. - 148 с.
69. Козлов А.Л. Классификация режимов разработки газовых залежей // Геология нефти и газа. - 1979. - № 9. - С. 1-6.
70. Козлов А.Л., Минский Е.М. Взаимодействие газовых залежей в процессе их эксплуатации // Газовая пром-сть. - 1958. - № 3. - С. 19-24.
71. Козлов А.Л., Павлик И.С. Особенности разведки, подсчета запасов и разработки прослоинно-линзовидных газовых скоплений Предкарпатья // Геология нефти и газа. - 1978. - № 9. - С. 31-37.
72. Козлов А.Л., Терещенко В.А., Чупис Н.Е., Терещенко В.А. Условия залегания и продвижения вод в эксплуатационных залежах // Газовая пром-сть. - 1977. - № 6. - С. 42-45.
73. Козлов А.Л., Терещенко В.А., Чупис Н.Е., Терещенко В.А. Гидродинамический контроль за разработкой газовых месторождений (на примере месторождений Украины) // Науч.-техн. обзор УкрНИИГазпрома. - М., 1978. - 70 с.
74. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазовых провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. - Львов, 1978. - 50 с.
75. Колодий В.В. Сверхгидростатические пластовые давления и нефтегазоносность // Сов. геология. - 1981. - № 6. - С. 21-30.
76. Кондрат Р.М., Петраш И.Н., Левинский Т.Л. и др. Опыт внедрения газлифтного способа эксплуатации обводнившихся скважин Битковского газоконденсатного месторождения // Разраб. и эксплуатация газовых и газоконденсат. месторождений. - 1980. - № 9. - С. 30-34.
77. Кондрат Р.М., Солоник Е.В., Швацк Н.С. Прогнозирование и регулирование разработки газовых залежей Предкарпатья при водонапорном режиме // Науч.-техн. обзор УкрНИИГазпрома. - М., 1976. - 53 с.
78. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В.Раскохин, И.А.Леонтьев, В.И.Петренко и др. - М.: Недра, 1979. - 272 с.
79. Кормишан А.К., Головастов Л.С., Зотов Г.А. Зависимость между коэффициентами фильтрационного сопротивления в двучленной формуле притока газа // Разраб. газ. и газоконденсат. месторождений. - М., 1981. - С. 128-134. - (Об. тр. УкрНИИГаза; Вып. 15).
80. Копытовский Р.С. Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии. - Киев: Наук. думка, 1978. - 215 с.
81. Костылева М.Е., Сердюк Р.Г. Связь глинистости и пористости терригенных коллекторов с их мощностью // Тр. Волгггпр. НИИ нефти. пром-сти. - 1974. - Вып. 22. - С. 163-178.
82. Косыгин Я.А. Тектоника. - М.: Недра, 1969. - 416 с.
83. Криво Я.С., Солоник Е.В., Павлик И.С. Проявление упруговодонапорного режима по преско-гельветской залежи Рудковского газового месторождения // Разраб. и эксплуатация газовых и газоконденсат. месторождений. - 1975. - № 4. - С. 17-23.
84. Кристеа Н. Подземная гидравлика. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - Т. 1. - 343 с.
85. Кропоткин П.Н., Вельев Б.М. Аномально высокие пластовые давления, их природа и значение // Аномально высокие пластовые давления и методика прогноза АВПД в процессе бурения. - Д., 1977. - С. 70-77.
86. Кучерук Е.В., Шендерея Л.П. Современные представления о природе аномально высоких пластовых давлений. - М.: ВНИИГ, 1975. - 78 с.
87. Лашженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 266 с.
88. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. - М.: Гостоптехиздат, 1948. - 196 с.
89. Леськив И.В. Совершенствование методики изучения параметров неоднородных коллекторов и особенностей геологического строения газовых месторождений Предкарпатья по данным промысловой геофизики // Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - М., 1974. - 17 с.
90. Леськив И.В. Особенности геологического строения Задужанского газового месторождения // Геол. журн. - 1975. - № 6. - С. 145-147.
91. Леськив И.В., Шерба В.М. Геолого-геофизичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. - Київ: Наук. думка, 1979. - 82 с.
92. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. - Киев: Наук. думка, 1965. - 200 с.
93. Литвин И.М., Терещенко В.А. Аномально высокие пластовые давления в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. - М., 1976. - 126 с. - (Тр. ВНИИГазпрома).
94. Лисенко В.Д., Мухарский Э.Д., Хамзин Р.Г. О неоднородности продуктивных пластов // Тр. ГатНИИ. - 1964. - Вып. 6. - С. 87-93.
95. Матвеев И.М., Сыров Е.Х. О связи между плотностью сетки эксплуатационных скважин и коэффициентом охвата разработкой неоднородных пластов // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и физики пласта. - М., 1973. - С. 123-126. - (Тр. ВНИИ; Вып. 8).
96. Механика насыщенных пористых сред / В.Н.Николаевский, К.С.Басниев, А.Т.Горбунов и др. - М.: Недра, 1970. - 217 с.
97. Наливкин Д.В. Тектоника платформенного чехла эпигерминских плит и связь нефтегазоносности с типами структур // Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. - М., 1967. - С. 17-38.
98. Натяна П.М., Хомин В.П., Питула Р.Д. и др. Опыт повышения производительности газовых скважин, выносящих жидкость // Разраб. и эксплуатация газовых и мор. нефт. месторождений. - 1981. - № 5. - С. 14-21.
99. Новосілецький Р.М. Пластові тиски фльвідів у надрах України. - Київ: Техніка, 1969. - 164 с.
100. Новосілецький Р.М., Токоп І.М., Шерба В.М. Про пошукі водо-нафтові і водогазові контакти родовищ України // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1970. - Вып. 23. - С. 17-24.
101. Обухов О.К. Изучение выдержанности коллектора в связи с его неоднородностью для целей разработки месторождений // Тр. КФ ВНИИ. 1964. - С. 47-53.
102. Павлик И.С. К методике осреднения коэффициентов фильтрационного сопротивления при проведении прогнозных газодинамических расчетов разработки залежи // Разраб. и эксплуатация газовых и газоконденсат. месторождений. - 1975. - № 7. - С. 21-24.
103. Павлик И.С. Исследование условий разработки газовых месторождений при низкой сообщаемости продуктивных пропластков // Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - М., 1979. - 27 с.
104. Панченко А.С. Особенности аккумуляции нефти и газа в капиллярных ловушках // Газовая пром-сть. - 1980. - № 5. - С. 15-18.
105. Паливчак Б.П. Зональный прогноз нефтегазоносности баден-сарматских отложений Бильче-Волыцкой зоны Предкарпатского прогиба // Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1985. - 22 с.
106. Петраш И.Н., Левинский Т.Л., Швацк Н.С. и др. Опыт внедрения глубинно-насосного и газлифтного способов удаления воды из забоя скважин // Геология, бурение и разраб. газовых месторождений. - 1976. - № 7. - С. 3-6.
107. Петренко В.И. Механизм водопроявлений на Вуктыльском месторождении // Газовая пром-сть. - 1982. - № 10. - С. 16-19.
108. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Кутсова А.А. и др. Подземные воды и их влияние на разработку газовых и газоконденсатных месторождений. - М., 1979. - 52 с. - (Науч.-техн. обзор УкрНИИГазпрома).
109. Пейве А.В. Разломы и их роль в строении и развитии земной коры // Структура земной коры и деформации горных пород: Международный геол. конгр. XXI сес.: Докл. сов. геологов. - М., 1960. - С. 65-72.
110. Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта. - М.: Недра, 1966. - 317 с.
111. Пишванова Л.С. Фораминиферы Предкарпатья и их стратиграфическое значение: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1960. - 24 с.
112. Политкина М.А. Низкопоровые толщи - самостоятельный объект разработки на Оренбургском газоконденсатном месторождении // Геология нефти и газа. - 1983. - № 1. - С. 19-23.
113. Попов В.И. Очерки литологии (учение о геологических формациях) // Изв. АН УССР. - 1947. - № 2. - С. 34-39.
114. Попсуй-Панко Г.Л., Тимофеев А.Н. Очаговый характер водопроявлений на ОГКМ // Газовая пром-сть, 1983. - № 7. - С. 11-12.
115. Превращение нефти в природе / П.Ф.Андреев, А.И.Богомолов, А.Ф.Добрянский и др. - Д.: Гостоптехиздат, 1958. - 218 с.
116. Проектирование разработок крупных нефтяных месторождений / М.М.Саггаров, Е.А.Андреев, В.С.Ключарев и др. - М.: Недра, 1969. - 240 с.
117. Проничева М.В., Пашков Ю.В., Горелов С.К. и др. Значение палеогеоморфологических исследований при поисках неантиклинальных ловушек нефти и газа // Геоморфология. - 1979. - № 1. - С. 26-36.

118. Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа / Г.Н.Доленко, Л.Т.Бойчевская, И.В.Кишин и др. - Киев : Наук. думка, 1976. - 126 с.
119. Рассел У.Д. Основы нефтяной геологии. - М. : Гостоптехиздат, 1958. - 601 с.
120. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. - М. : Недра, 1977. - 202 с.
121. Рассохин Г.В., Трегуб Н.Н., Рейтенбах Р.Р. Особенности разработки Вуктыльского газоконденсатного месторождения // Геология, разведка, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. - М.; 1980. - С. 69-74.
122. Ризун Б.П. К вопросу о путях миграции газа юго-восточной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геология и нефтегазосность Предкарпатья. - Киев, 1966. - С. 96-102.
123. Рухин Л.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах. - Л., М. : Гостоптехиздат, 1953. - 671 с.
124. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. - Л. : Гостоптехиздат, 1962. - 628 с.
125. Методические положения и рекомендации по определению технологических, экономических показателей разработки и коэффициента нефтеотдачи с учетом неоднородности пласта при водонапорном режиме / З.К.Рябинина, Ю.П.Борисов, В.В.Войнов и др. - М., 1970. - 253 с. - В надзаг. : Всесоюз. Нефтегазовый НИИ. ОНТИ.
126. Рябинина З.К., Булавин В.Д. К методике оценки коэффициентов охвата процессом вытеснения в прерывистых пластах на примере гипотетической залежи // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. - М., 1975. - С. 170-178. - (Сб. науч. тр. ВНИИ; Вып. 52).
127. Рябинина З.К., Войнов В.В., Егорова Л.И. Использование гипотетических моделей нефтяных месторождений для исследования изменчивости параметров пласта // Там же. - С. 199-213.
128. Савченко В.В. Влияние геологических и промысловых факторов на конечную газоотдачу месторождений. - М., 1975. - 48 с. - (Науч.-техн. обзор ВНИИГазпрома).
129. Савченко В.П. Условия формирования залежей газа и нефти при их ступенчатой миграции в водонасыщенных породах // Тр. ВНИИНИ. - 1958. - Вып. 14. - С. 86-117.
130. Сазонов Б.Ф. Учет прерывистости при проектировании разработки нефтяных месторождений // Тр. Гипровостокнефти. - 1969. - Вып. 12. - С. 31-36.
131. Сандлер Я.М. О нижнем палеозое Предкарпатского прогиба и прилегающей части Волыно-Подольской окраины Русской платформы // Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. - 1965. - Вып. 1. - С. 175-178.
132. Сандлер Я.М., Ворона Г.П., Сень А.П. Литолого-стратиграфическая характеристика и перспективы нефтегазосности юрских отложений юго-западной окраины Русской платформы и Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Тр. УкрНИГРИ. - 1963. - Вып. 4. - С. 86-89.
133. Сандлер Я.М., Глушко В.В. Складчатый силур в северо-западной части Львовской области // Докл. АН СССР. - 1955. - 103, № 4. - С. 685-688.
134. Сверчков Г.П. Непроницаемые перекрытия в разрезе мезозойско-кайнозойского чехла эпигерцинских плит и закономерности распределения залежей нефти и газа по разрезу // Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. - М., 1967. - С. 132-139.
135. Семин Е.И. Геологическая неоднородность нефтеносных пластов и некоторые способы ее изучения // Вопросы нефтяной геологии. - 1962. - С. 114-120. - (Тр. ВНИИ; Вып. 34).
136. Сметков Е.М. Закономерности развития трещиноватых горных пород и трещинные коллекторы. - Л. : Гостоптехиздат, 1961. - 145 с.
137. Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. Глубинное строение и эволюция земной коры // Проблемы физики земли на Украине. - Киев, 1975. - С. 118-141.
138. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К.Гиматулинова. - М. : Недра, 1983. - 455 с.
139. Стасенков В.В., Климушин И.М., Бреев В.А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. - М. : Недра, 1972. - 164 с.
140. Суляб В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. - М. : Гостоптехиздат, 1948. - 473 с.
141. Технологический режим работы газовых скважин / З.С.Алиев, С.А.Андреев, А.П.Власенко, Ю.П.Коротаев. - М. : Недра, 1978. - 279 с.
142. Улізало Б.М., Кішин І.В. Закономірності зміни потужності менілітових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1971. - Вып. 23. - С. 55-58.
143. Утробин В.Н. Особенности тектонического строения Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геол. сб. Львов. геол. о-ва. - 1958. - № 5/6. - С. 78-87.
144. Утробин В.Н. Газовое месторождение Рудки и возможные пути его формирования // Геол. сб. Львов. геол. о-ва. - 1961. - № 7/8. - С. 45-50.
145. Утробин В.Н. Основные черты стратиграфии юрских отложений Предкарпатского прогиба и юго-западной окраины Русской платформы // Докл. АН СССР. - 1962. - 147, № 4. - С. 908-911.
146. Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах / Ю.П.Коротаев, Л.Г.Герев, С.А.Захаров, Г.А.Шербаков. - М. : Недра, 1979. - 223 с.
147. Фил М.Л., Леонтьев И.А., Храменков Е.Н. Оценка коэффициентов газоотдачи в период падающей добычи. - М., 1974. - 37 с. - (Науч.-техн. обзор ВНИИГазпрома).
148. Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. - Баку : Азнефтегаздат, 1954. - 692 с.
149. Хаин В.Е. Общая геотектоника. - М. : Недра, 1964. - 479 с.
150. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М. : Гостоптехиздат, 1963. - 396 с.
151. Чекалик Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. - Киев : Гостехиздат УССР, 1961. - 286 с.
152. Швидлер М.И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. - М. : Гостоптехиздат, 1963. - 242 с.
153. Шенюков Н.Л. Выбор расстояния между эксплуатационными скважинами при прерывистом строении газоносного пласта // Газовое дело. - 1972. - № 8. - С. 15-17.
154. Ширковский А.И. Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных залежей. - М., 1971. - 53 с. - (Науч.-техн. обзор ВНИИГазпрома).
155. Шмыгль П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. - М. : Недра, 1967. - 260 с.
156. Шмыгль П.Т., Крайнов Н.А., Чашкин Ю.Г. К вопросу о вводе дополнительного члена в двухчленную формулу притока газа к забой скважины // Развитие газовой промышленности в Украинской ССР. - М. : Недра, 1970. - С. 144-148. - (Тр. УкрНИИгаза; Вып. 4).
157. Шулятиков В.И. Использование плунжерного лифта для удаления жидкости из газовых скважин // Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - М., 1977. - 20 с.
158. Шеняк В.М., Савицкий Г.Н. Гидрогеологические условия Кокановско-Свидлицкой нефтегазосной площади // Нефть и газовая промышленность. - 1963. - № 4. - С. 23-25.
159. Шерба В.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазосности Крукеничской впадины Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1970. - 24 с.
160. Шерба В.М. О тектоническом районировании Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Материалы XI Конгр. Карпато-Балк. геол. ассоц. - Киев : Наук. думка, 1977. - С. 172-173.
161. Шерба В.М. Внешнекарпатский покров и его влияние на условия газосности Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1978. - Вып. 50. - С. 25-30.
162. Шерба В.М. Нефтегазосность Предкарпатского прогиба и ее связь с надвигообразованием // Вопросы геологии нефтегазосных провинций. - Киев, 1979. - С. 18-25.
163. Шерба В.М., Кишин И.В., Вуль М.А. К вопросу о длительном развитии Карпатских покровов // Материалы XI Конгр. Карпато-Балк. геол. ассоц. - Киев, 1977. - С. 175-176.
164. Шерба В.М., Леськів І.В. Природа аномально високих тисків Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1971. - Вып. 23. - С. 13-17.
165. Шерба В.М., Кішин І.В., Шерба О.С. Розривні дислокації та їх вплив на структуру Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Доп. АН УРСР. Сер. Б. - 1974. - № 3. - С. 241-243.
166. Шерба В.М., Шерба О.С. Порушення тектонічних порушень в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Доп. АН УРСР. Сер. Б. - 1974. - № 3. - С. 696-701.
167. Шерба А.С., Шерба В.М. Влияние неоднородности неогеновых отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба на закономерности нефтегазонакопления // Происхождение нефти и газа и закономерности образования и размещения их залежей : (Тез. докл. реп. совещ., Львов, апр., 1977). - Львов, 1977. - С. 176-177.
168. Шерба В.М., Шерба А.С. Оценка прогнозных ресурсов Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геология и геохимия нефтегазосных провинций Украины. - Киев, 1977. - С. 26-34.
169. Шерба В.М., Шерба А.С. О природе сверхгидростатических пластовых давлений в газовых залежах Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1986. - Вып. 66. - С. 38-43.
170. Шерба В.М., Яцишин Л.Н. Коллекторы Холновичского месторождения газа // Коллекторы нефтегазосных районов Украины. - Киев, 1967. - С. 96-102.
171. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Д.Амелин, Р.С.Андриасов, Ш.К.Гиматулинов и др. - М.: Недра, 1978. - 356 с.
172. Яром Б.І. Про формування структур нафтових і газових родовищ північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Геол. журн. - 1961. - 21, № 5. - С. 88-92.
173. Яром Б.І., Шерба В.М. Перспективи пошуків літологічних покладів газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину // Доп. АН УРСР. Сер. Б. - 1971. - № 7. - С. 617-615.
174. Gregory A.R., Zin Z.S., Read R.S., Morton R.A., Rogers L.A. Watered-out gas reservoirs profitable via enhanced recovery // Oil and Gas J. - 1983. - N 11. - P. 55-60.
175. Harkins K.L., Baugher I.W. Geological significance of abnormal formation pressure // J. Petrol. Technol. - 1969. - N 8. - P. 17-24.
176. Matthews C.S. Existence and Flow Behavior of Gas at Low Saturation in U.S. Gulf Coast Geopressured Brine Zones // J. Petrol. Technol. - 1980. - N 12. - 32p.
177. Powers M.C. Fluid-release mechanism in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. - 1967. - N 7. - P. 23-27.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
Г л а в а I. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА	5
Литолого-стратиграфическая характеристика и коллекторские свойства отложений.	5
Тектоника.	16
Г л а в а II. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	24
Особенности распределения нефтегазовых залежей по площади и в страти- графическом разрезе.	24
Типы структур и формы залежей газовых и нефтяных месторождений	25
Угерский тип залежей	27
Рудковский тип залежей	34
Лашавский и свицицкий типы залежей.	37
Грушевский тип залежей	67
Г л а в а III. ОБРАЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	69
Г л а в а IV. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ И ФОРМИРОВАНИЯ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ	76
Неоднородность продуктивных горизонтов и газодинамическая сообщаемость	77
Схематическая литологическая модель прерывистого продуктивного гори- зонта.	94
Изменение фильтрационных процессов в заканчиваемых разработкой неод- нородных горизонтах.	102
Влияние пластовых вод на конечную газотдачу	114
Взаимодействие газовых залежей	116
Проявление пластовых вод в трещиноватых коллекторах.	122
Проявление пластовых вод при разработке прослойных залежей	124
Проблемы разработки инъекционных залежей Грушевского типа.	125
Эксплуатация скважин на заключительных этапах разработки	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	142