

**Геохимические  
нефтегазопроисковые  
исследования  
в европейской  
части  
СССР**

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ

550.4:553.98

1481

# ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

Под редакцией канд. геол.-минер. наук  
Г. А. МОГИЛЕВСКОГО



МОСКВА «НЕДРА» 1975



**Геохимические** нефтегазопроисследовательские исследования в европейской части СССР. Под редакцией канд. геол.-минер. наук Г. А. Могилевского. М., «Недра», 1975. 156 с. (М-во геологии СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т ядерной геофиз. и геохим.). Авт.: Ю. Я. Кузьмин, В. А. Демидов, В. Е. Динисенко и др.

В книге проанализирован обширный материал по геохимическим поискам нефти и газа, проведенным за многолетний период их существования в наиболее важных нефтегазоносных бассейнах европейской части СССР. Показана эффективность геохимических поисков и даны рекомендации по дальнейшему их использованию в общем комплексе нефтегазопроисследовательских работ.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, геохимиков, геомикробиологов и других специалистов, работающих в области поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 10, ил. 37, список лит. — 42 назв.

Авторы: Ю. А. Кузьмин, В. А. Демидов, В. Е. Динисенко, Г. А. Могилевский, К. Н. Морковкин, А. И. Трипонис, Е. Л. Голандская.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Широкое внедрение в практику нефтегазопроисковых работ геохимических методов поисков нефти и газа, дающих непосредственную информацию о наличии или отсутствии на конкретных площадях промышленных скоплений углеводородов, значительно повысит эффективность поисков нефтяных и газовых месторождений.

Активная геологическая разведка газонефтяных богатств европейской части СССР за годы Советской власти привела к созданию на ее территории топливной базы. На территории европейской части страны расположены Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Припятско-Днепровский и другие нефтегазоносные бассейны, в пределах которых разведаны и освоены сотни месторождений нефти и газа. Потребность в нефти, газе и продуктах их переработки с каждым годом возрастает. В связи с дальнейшим подъемом нашей топливной индустрии и запланированного высокого темпа ее развития потребуется значительное усиление газонефтепоисковых работ.

Особое внимание уделяется поискам залежей нефти и газа в Центральном промышленном районе европейской части страны, где открытие новых нефтегазоносных площадей во многом улучшит топливно-энергетический баланс этих районов.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в европейской части страны связаны с большими трудностями из-за сложных геологических условий (несоответствие структурных планов, значительная глубина залегания новых, еще невыявленных продуктивных горизонтов и др.). Эти работы сопровождаются большими объемами глубокого бурения, затраты на которое велики, несмотря на благоприятные экономико-географические условия (обжитость районов и широкая сеть путей сообщения). Поэтому вопрос об эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ приобретает в настоящее время исключительно большое значение.

Основным критерием при выборе площадей под глубокую разведку в большинстве нефтегазоносных бассейнов европейской части страны служат данные структурного бурения и сейсморазведки, позволяющие выявлять благоприятные для скопления нефти и газа структурные формы (своды поднятий и их периклинали, моноклинали, купола и их приподнятые крылья, смещения по погрбенным

разломам и др.). Данные нефтепоисковых работ свидетельствуют о том, что только 20—25% разбуриваемых структур оказываются продуктивными. Этот факт показывает, что поисковые и разведочные методы, которые применяются при изучении недр, в настоящее время уже не удовлетворяют растущим потребностям страны. В то же время геохимические нефтепоисковые методы, позволяющие вести дешевыми и доступными исследованиями поиски залежей нефти и газа на глубине, помогают более целеустремленно проводить поисковое бурение и значительно сократить число глубоких скважин. В этом отношении геохимические методы поисков залежей нефти и газа должны рассматриваться как составная часть существующего комплекса работ по оценке перспектив нефтегазоносности структур и подготовке их к глубокой разведке. Это не только повысит эффективность глубокого поисково-разведочного бурения, но и сократит сроки подготовки разведанных запасов нефти и газа.

В результате бурения на площадях, где ранее проводились геохимические исследования, получены новые данные, характеризующие эффективность различных методов геохимических исследований.

В настоящей монографии на основе критического анализа результатов всех видов геохимических поисков, проведенных за 40-летний период их существования (с момента возникновения газовой съемки), сделана попытка объяснить причины неудач отдельных видов этих методов, выяснить условия применимости их в различных геологических регионах, на основе чего рекомендовать наиболее рациональное и эффективное комплексирование методов в каждом конкретном нефтегазоносном бассейне европейской части СССР.

Авторами монографии являются сотрудники ВНИИЯГГ Ю. Я. Кузьмин (введение, главы I, II, III, IV, VIII, XI), В. А. Демидов (главы V и IX), Г. А. Могилевский (глава XIV и заключение), В. Е. Динисенко (главы XII, XIII), К. Н. Морковкин (глава VII), Е. Л. Голандская (глава VI) и сотрудник ЛитНИГРИ А. И. Трипонис (глава X). В составлении различных карт и графических приложений принимала участие Л. М. Гальцова. Большую помощь в оформлении и подготовке монографии к печати оказала Т. М. Рогова.

## Глава I

### ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

Геохимические методы поисков нефти и газа начали развиваться в нашей стране в начале 30-х годов, когда В. А. Соколов приступил к разработке газовой съемки — принципиально нового направления поисков нефтяных и газовых месторождений. Теоретическим обоснованием метода газовой съемки явилось положение о широкой вертикальной миграции к дневной поверхности углеводородных газов из газонефтяных залежей. Предполагалось, что в результате этого процесса углеводородные газы в подпочвенной атмосфере должны содержаться в повышенных микроконцентрациях. В соответствии с этим В. А. Соколовым был сконструирован стационарный прибор, фиксирующий в пробах подпочвенного воздуха микроконцентрации газообразных углеводородов с разделением их на две фракции: «легкую» (метановую) и «тяжелую» (сумма тяжелых углеводородов, закись азота и др).

Экспериментальные исследования, проведенные на нескольких газонефтяных месторождениях и непродуктивных площадях в 1931, 1932 гг., показали, что наиболее надежным показателем наличия залежи на глубине является повышенное содержание тяжелой фракции. Результаты своих работ В. А. Соколов доложил 15 января 1933 г. на конференции геологов-нефтяников в г. Баку и одновременно опубликовал статью, посвященную методике проведения газовой съемки.

Так, свыше 40 лет назад возникло геохимическое направление нефтегазопроисковых работ, история развития которого условно может быть разделена на четыре этапа.

Первый этап (1933 — 1940 гг.) является периодом разработки общих теоретических и методических основ газовой съемки, создания аппаратуры для ее проведения, опытных и опытно-производственных работ по газовой съемке и возникновения других видов геохимических исследований. Новый вид поисков газонефтяных залежей сразу же привлек к себе внимание. Первые работы по газовой съемке велись в нефтеносных районах Предкавказья, Западного

Казахстана (Эмбенский район) и Средней Азии под руководством В. А. Соколова. В процессе этих работ, проводимых П. Л. Антоновым, Г. Г. Григорьевым, М. Г. Гуревичем, Г. А. Могилевским, З. М. Табасаранским, Я. С. Эвентовым, Ю. М. Юровским, Б. П. Ясеновым и другими, улучшалась аппаратура, совершенствовались методика полевых наблюдений и интерпретация получаемых материалов.

Почти одновременно с проведением газовой съемки в 1934 г. начались работы экспериментального характера по исследованию глинистого раствора в трех поисковых скважинах на месторождении Ачису (Предкавказье). На диаграммах, построенных М. И. Бальзамовым по разрезам этих скважин, отмечалось общее нарастание суммы горючих газов с глубиной.

На основе принципов и теоретических предпосылок метода газовой съемки стали развиваться другие виды «прямых» геохимических поисков залежей нефти и газа. В 1935 г. В. Э. Левенсон предложил использовать метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) для поисков нефтяных залежей, полагая, что нефтяные вещества, поступающие из залежей нефти к поверхности Земли, понижают ОВП за счет восстанавливающего воздействия.

Для изучения газонасыщенности пород, вскрываемых при бурении неглубоких скважин, в 1936, 1937 гг. Г. А. Могилевский создал специальную аппаратуру и применил ее при газометрической съемке по керну на соляном куполе Исачки (Днепровско-Донецкая впадина) и на нескольких месторождениях в районе Майкопа. Тогда же им был предложен метод циркуляционной газометрии скважин по глинистому раствору.

В следующем году Г. А. Могилевский начал разработку микробиологического метода поисков нефти и газа, основанного на изучении в подпочвенных слоях бактерий, утилизирующих углеводородные газы. Первые опытные работы по грунтовой геомикробиологической съемке были также поставлены на куполе Исачки и в районе Майкопа.

В 1937, 1938 гг. начались серьезные и систематические исследования по газонасыщенности глинистого раствора в скважинах. В дальнейшем на основе этих исследований возникло два направления: газометрическая съемка скважин по глинистому раствору и керну для сравнительной оценки отдельных площадей по неглубокозалегающим горизонтам и газовый каротаж с целью выделения в разрезах скважин газонефте содержащих пластов.

Все перечисленные работы не только подготовили основу для дальнейшего усовершенствования нефтепоисковых геохимических методов, но и позволили начать их опытно-производственное опробование.

В 1940 г. для практического использования газовой съемки и ее различных модификаций была создана специализированная контора Нефтегазосъемка.

Второй этап (1940 — 1954 гг.) истории геохимических по-

исков залежей нефти и газа характеризуется опытно-промышленным применением газовой съемки.

В годы Великой Отечественной войны опытно-производственные партии спецконторы Нефтегазосъемка проводили газовую съемку и газокаротажные работы в основном в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне.

Большое развитие геохимические нефтегазопроисковые методы получают после окончания Великой Отечественной войны, когда ежегодно проводили исследования в разных нефтеносных районах Русской платформы около 30 опытно-производственных партий Нефтегазосъемки. Вначале применялась поверхностная газовая съемка, иногда совместно с газометрией скважин, с микробиологической съемкой и газовым каротажом.

Теоретические основы геохимических поисков и вопросы методического характера с большой полнотой в 1947, 1948 гг. изложил в двух крупных работах основоположник нефтегазопроисковой геохимии В. А. Соколов (Соколов, 1947, 1948).

Однако постепенно выявляются данные, свидетельствующие о недоработанности приборов, используемых при газовой съемке. В частности, при анализе проб почвенного и подпочвенного воздуха на ртутных приборах в составе тяжелой фракции углеводородов (основной показатель газовой съемки) в большом объеме определялись нейтральные газы (преимущественно закись азота). Поэтому были созданы титрометрические газоанализаторы, в которых закись азота отделялась от углеводородов. При этом концентрации углеводородов в тяжелой фракции резко снизились и находились почти на грани точности проводимых определений. В связи с этим А. М. Туркельтауб предложил применять искусственные сорбенты (силикагель), через которые с целью аккумуляции углеводородов пропускался большой объем подпочвенного воздуха (10 л) с последующей десорбцией в малый объем. В результате такой операции удалось достигнуть лишь небольшого увеличения концентраций углеводородов, которые в целом оставались очень низкими. Для увеличения концентрации углеводородов более широко стали применять съемку по десорбированному газу, причем образцы пород с забоя неглубоких скважин (2—10 м) подвергали дегазации в условиях вакуума и подогрева до 100°C. С этой же целью пытались применить термобитумную съемку (нагревание образцов породы до 200—250°C), предложенную в 1951 г. В. А. Лобовым, и пирогенетическую съемку (нагрев образцов до 500°C без доступа кислорода), впервые примененную в 1952 г. С. М. Геллером. Результаты этих усовершенствований оказались недостаточно эффективными: содержание метана, тяжелых углеводородов и других индикаторных соединений почти не возросло.

Для изучения состава сложных углеводородных смесей начали использовать хроматографический метод анализа, на основе которого В. А. Соколовым и Н. М. Туркельтаубом было сконструировано

но несколько приборов, которые позволяли определять основные компоненты углеводородных газов.

Газовая съемка, как правило, проводилась вместе с другими видами геохимических поисков, причем, наряду с методами, выдвинутыми в довоенное время, получают развитие новые виды газонефтепоисковых изысканий. В комплекс геохимических поисков входят люминесцентно-битуминологические исследования, предложенные Н. А. Шлезингер и получившие большое развитие благодаря работам В. Н. Фроловской (1957). При этом для определения битумов, находящихся в почвенных образованиях, применялись два вида анализа: люминесцентный (образцы пород облучались ультрафиолетовыми лучами) и экстракционный (образцы пород экстрагировались с помощью реагентов).

Развивая микробиологический метод поисков газонефтяных залежей, Г. А. Могилевский совместно с З. И. Кузнецовой (Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, 1954) в 1944—1946 гг. предложил биохимическую съемку по водоисточникам.

На основе почвенно-солевого метода, выдвинутого в 1944 г. Л. И. Феофановой, под руководством В. А. Ковды и П. С. Славина (1951) начали развиваться почвенно-геохимические исследования (изучение химизма почвенно-грунтовых вод, состава органического вещества почвогрунтов и их засоление и др.).

Сравнительно хорошие результаты были получены по газовому каротажу. В 1949 г. под руководством Ю. М. Юровского (Соколов, Григорьев, 1962) созданы каротажные станции ПГКС-1, серийный выпуск которых позволил увеличить работы по газовому каротажу и более оперативно обслуживать бурящиеся скважины.

К началу 50-х годов на большом количестве поисковых площадей, нефтяных и газовых месторождений в пределах Европейской части СССР были проведены поверхностные геохимические исследования. Их результаты систематически освещались в периодических геологических журналах и статьях, опубликованных в сборниках спецконторы Нефтегазосъемка. С наибольшей полнотой накопленный к этому времени материал по газовой съемке и ее разновидностям был изложен в двух крупных руководствах (Газовая съемка..., 1954; Геохимические методы..., 1954).

К этому времени геохимическими нефтегазописковыми методами было изучено в различных геологических районах около 300 площадей. В процессе широкого опробования выяснилось, что такие методы, как ОВП, люминесцентно-битумные, почвенно-геохимические, не дают правильную оценку изученным площадям в отношении их нефтегазоносности. Анализ материалов по газовой съемке в районах с различным геологическим строением показал, что возможность выделения газовых аномалий в поверхностных и более глубоких горизонтах, их контрастность на разных уровнях разреза неодинаковы; в тектонически активных районах общий характер геохимических показателей значительно интенсивнее. По данным, приведен-

ным в 1954 г. Б. П. Ясеневым, эффективность газовой съемки в условиях платформы составляла около 40%, увеличиваясь в складчатых областях до 60—70%. При этом указывалось, что в тех районах, где поверхностные геохимические аномалии не обнаруживались или были недостаточно четкими, контрастность газовых аномалий в более глубоких горизонтах увеличивалась.

Однако в печати появились и критические высказывания о возможности применения геохимических исследований для нефтепоисковых целей. Их авторы ставили под сомнение широкую миграцию углеводородов из газонефтяных залежей через покровные толщи к поверхности; приводили материалы, свидетельствующие об образовании в почвах и непредельных углеводородов; указывали факты из практики нефтепоисковых работ, когда месторождения не фиксировались четкими газовыми аномалиями и наоборот — газовые аномалии располагались над пустыми структурами.

Недостатки в проведении газовой съемки на местах (глубины отбора проб определялись без учета геолого-геохимической обстановки, различные и недостаточно совершенные способы отбора проб и их дегазаций, разная методика расчета газовых аномалий и др.), слабая разработка геологической интерпретации данных газовой съемки (отсутствие четкого понятия «фон» и «аномалия», недостаточный учет геологических и гидрогеологических условий) нередко приводили к результатам, трудно сопоставимым даже на смежных площадях, хотя в то время газовая съемка велась в благоприятных условиях (поиски неглубокозалегающих залежей нефти и газа) и ставилась в первую очередь на весьма перспективных структурах, где часто одновременно с газовой съемкой проводилось поисковое бурение.

Необоснованность результатов газовой съемки, отсутствие рационального комплексирования геохимических методов прямых поисков залежей нефти и газа послужили поводом для их сокращения. В результате проведенной реорганизации производственное применение газовой съемки и ее модификации было почти прекращено.

Третий этап (1954—1962 гг.) в истории геохимических исследований характеризуется пересмотром методики и усовершенствованием техники проведения геохимических нефтегазопоисковых работ.

Практическая возможность геохимических методов рассматривалась на Всесоюзном совещании по геохимическим методам поисков нефти и газа в 1955 г. в г. Москве. Это совещание постановило: «Считать главной задачей работы в области геохимических методов поисков дальнейшую разработку научных основ этих методов» и в первую очередь изучение масштабов миграционных процессов в различных геологических условиях с тем, чтобы «выявить характер проявления газонефтяных залежей на различных этажах геологического разреза и вскрыть природу образования геохимических аномалий».

Заметных сдвигов в развитии геохимических нефтегазопоско-

вых методов в этот период не наблюдалось — им не уделяли должного внимания. Широкое распространение в эти годы получил преимущественно газовый каротаж, на что существенно повлияло внедрение газокаротажных станций.

Положение, создавшееся в нефтепоисковой геохимии, было рассмотрено на Совещании по геохимическим и радиометрическим методам поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений в 1958 г. В решении этого совещания геохимические методы в нефтяной геологии были признаны весьма перспективными и их дальнейшая разработка была отнесена к важнейшим проблемам (Геохимические методы..., 1959).

В этот период были опубликованы новые сводные работы (Соколов, Григорьев, 1962; Ясенов, 1962), где систематизировались представления о теории, технике и результатах проведенных геохимических нефтегазописковых исследований. В работе В. А. Соколова и Г. Г. Григорьева (1962) были приведены данные, характеризующие результаты бурения на площадях, где проводилась газовая съемка (табл. 1).

Таблица 1

Результаты бурения на площадях, где проводились газосъемочные работы (данные В. А. Соколова и Г. Г. Григорьева)

Район работ	Общее число площадей с газовыми аномалиями, где проводилось бурение	Результаты бурения	
		Число площадей, где обнаружены нефть и газ	Число пустых площадей
Куйбышевская и Оренбургская области	45	32	13
Саратовская область	18	10	8
Башкирская АССР	5	3	2
Татарская АССР	6	4	2
Тимано-Печорский край	19	13	6
Итого	93	62	31

Из табл. 1 видно, что в результате бурения в пределах Русской платформы на площадях с газовыми аномалиями положительный прогноз подтвердился на 66%. Это может быть объяснено тем, что во времена газовой съемки поиски залежей нефти и газа велись на небольших глубинах (от 0,5 до 1—2 км) на поднятиях с унаследованным характером тектонического развития. Такие благоприятные условия облегчали миграцию углеводородных газов до дневной поверхности.

В четвертый этап (1962—1974 гг.) геохимические работы расширились, а их дальнейшая разработка велась более углубленно.

Для разработки проблем, связанных с геохимическими метода-

ми поисков залежей нефти и газа, в 1962 г. был создан Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии (ВНИИЯГГ), одним из основных научных направлений которого являлось совершенствование нефтегазопромысловой геохимии. Исследования сотрудников ВНИИЯГГ (Ф. А. Алексеева, П. Л. Антонова, Г. А. Могилевского, Н. И. Мусиченко, Н. В. Поршневой, В. А. Странова, Б. П. Ясенева и других) на новой материальной и технической основе внесли изменения в развитие геохимических поисков нефти и газа. Начался современный этап в развитии геохимических поисков.

К работам ВНИИЯГГ подключались местные институты (ИВНИИГГ, УкрНИГРИ, БелНИГРИ, ВНИИПИНефть и др.) и некоторые территориальные производственные организации, которые показали, что разные виды прямых геохимических методов дают различную надежность при поисках залежей нефти и газа.

Изучение распределения углеводородных газов и бактерий, их окисляющих, по приповерхностным горизонтам или грунтовым водам, показало, что газобактериальные исследования в зоне свободного газоводообмена позволяют выделять зоны или районы, перспективные для поисков нефти и газа. Детальные исследования газонасыщенности глинистого раствора и керна в специально пробуренных скважинах глубиной 300—500 м (и даже до 1200 м) на 50 газонефтеносных структурах и непродуктивных («пустых») площадях в интервалах между залежами и поверхностью с применением новых газометрических хроматографов с высокой чувствительностью и большой разрешающей способностью подтвердили наличие контрастно выраженных газовых аномалий над залежами на разных уровнях стратиграфического разреза, причем концентрации рассеянных углеводородов увеличивались с глубиной и их качественный состав приближался к составу газов залежей. На непродуктивных структурах такой картины не наблюдалось. Эти результаты показали, что газометрия скважин дает вполне надежную оценку наличия (или отсутствия) залежей нефти и газа на глубине (Прямые геохимические методы..., 1968; Основы..., 1968).

Установление оптимальных условий для различных видов геохимических методов позволило Всесоюзному совещанию по проблеме прямых поисков нефти и газа геохимическими и геофизическими методами, проведенному в 1964 г. в г. Волгограде, рекомендовать использование газобактериальных съемок по грунтам и водам для рекогносцировочных исследований, а проведение газометрии скважин по глинистому раствору и керну для детальных геохимических поисков.

Методическое и опытно-промышленное опробования различных видов геохимических методов, рекомендованных совещанием, в разных районах Европейской части страны дали обнадеживающие результаты. Возможности геохимических методов на небольших глубинах прогнозировать перспективность структур дешевыми и

доступными видами исследований при возрастающих трудностях в выборе площадей под глубокое бурение вызвали некоторую активизацию геохимических работ при поисках нефти и газа. В пределах Европейской части СССР различными научно-исследовательскими и производственными организациями за период с 1962 г. до настоящего времени было обследовано детальными геохимическими поисками свыше 100 нефтегазоносных площадей и еще неразведанных структур, а рекогносцировочными газобиохимическими исследованиями по водоисточникам покрыта территория около 700 тыс. км<sup>2</sup>.

Геохимические нефтепоисковые работы и новые данные, характеризующие результаты бурения на площадях, где ранее проводились геохимические поиски, позволяют установить достоверность прогнозов, полученных геохимиками на современном этапе развития прямых геохимических методов поисков залежей нефти и газа.

Краткий анализ развития геохимических поисков не только помогает выявлению основных тенденций в эволюции геохимического направления в нефтепоисковой геологии, но и позволяет в известной степени осветить перспективы этого направления.

Перспективы в развитии геохимических исследований связаны в основном с оперативной информацией и выдачей надежного прогноза в процессе бурения скважин, эффективного комплексирования геохимических поисков с другими методами и в частности с прямыми геофизическими методами поисков нефти и газа.

Развитие науки и техники (в частности, создание более современной аппаратуры) уже в будущем даст возможность применять при поисках залежей нефти и газа ряд новых геохимических показателей (изотопы С, гелий, редкие газы, азот и др.), что позволит вернуться к геохимическим исследованиям приповерхностных горизонтов.

## Глава II

### **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РЯЗАНО-САРАТОВСКОМ ПРОГИБЕ И НА ЮЖНОМ СКЛОНЕ ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ**

Рязано-Саратовский прогиб — крупная отрицательная структура юго-востока Русской платформы, отличающаяся довольно сложным строением докембрийского фундамента и перекрывающего его платформенного чехла.

На фоне моноклиналиного погружения поверхности фундамента с северо-запада на юго-восток выделяются выступы (Аткарский, Степновский, Краснокутский и др.), впадины и котловины (Ардакская, Петровско-Аткарская и др.), многочисленные протяженные уступы — разломы фундамента, осложнения в виде структурных террас (Латрыско-Карамышская) или структурных носов.

В направлении погружения фундамента происходит увеличение мощности осадочных пород, хотя в общих чертах структурные планы фундамента и платформенного чехла сохраняются, но детали строения и гипсометрическое положение отдельных крупных структур изменяются иногда довольно существенно.

В осадочном чехле Рязано-Саратовского прогиба наряду с крупными положительными и отрицательными структурами развиты многочисленные линейно-вытянутые различного размера и амплитуд асимметричные флексуры, являющиеся одной из основных структурных форм прогиба. Флексуры осложнены локальными поднятиями асимметричного строения, многие из которых содержат залежи нефти и газа.

На территории Рязано-Саратовского прогиба расположены 9 газовых и 43 нефтяных и газонефтяных месторождений, которые распределены неравномерно. Большинство продуктивных структур приурочено к Елшано-Сергеевской и Урицкой флексурам и Степновскому валу.

Нефтегазонасыщенные горизонты встречаются в диапазоне от среднего девона до верхней юры, но промышленные запасы распределены по разрезу неравномерно. Наибольшие запасы сосредоточены в песчаных коллекторах терригенной части девона и низов карбона. Залежи залегают на глубинах от 1 до 3 км и имеют пластовые давления от 68 до 325 кгс/см<sup>2</sup>.

Южный склон обширного Жигулевско-Пугачевского сводового поднятия по фундаменту, погружаясь на юг, осложняется выступами (Балаковским, Клинцовским, Марьевским), сопряженными с ними прогибами (Перелобским, Милорадовским, Марковским), а также террасами и разломами.

Погружение поверхности докембрийского основания находит отражение в платформенном чехле в виде моноклиального наклона пород к югу и общего увеличения мощности осадочных пород. Выяснение структурного плана нижних горизонтов платформенного чехла связано с крупными несогласиями внутри осадочного комплекса пород, поэтому морфология нескольких погребенных структурных носов изучена слабо. Из крупных платформенных структур хорошо изучен Балаковский сложный вал, во многих местах не имеющий нижедевонских отложений. Здесь расположены Павловское, Пылковское, Чапаевское, Балаковское локальные поднятия (на двух последних в отложениях карбона встречены залежи нефти).

На территории южного склона Жигулевско-Пугачевского свода имеются четыре нефтяных (Чапаевское, Балаковское, Богородское и Марьевское) и одно газовое месторождение (Мельниковское), которые ввиду ограниченных запасов не разрабатываются.

Первые работы по геохимическим поискам залежей нефти и

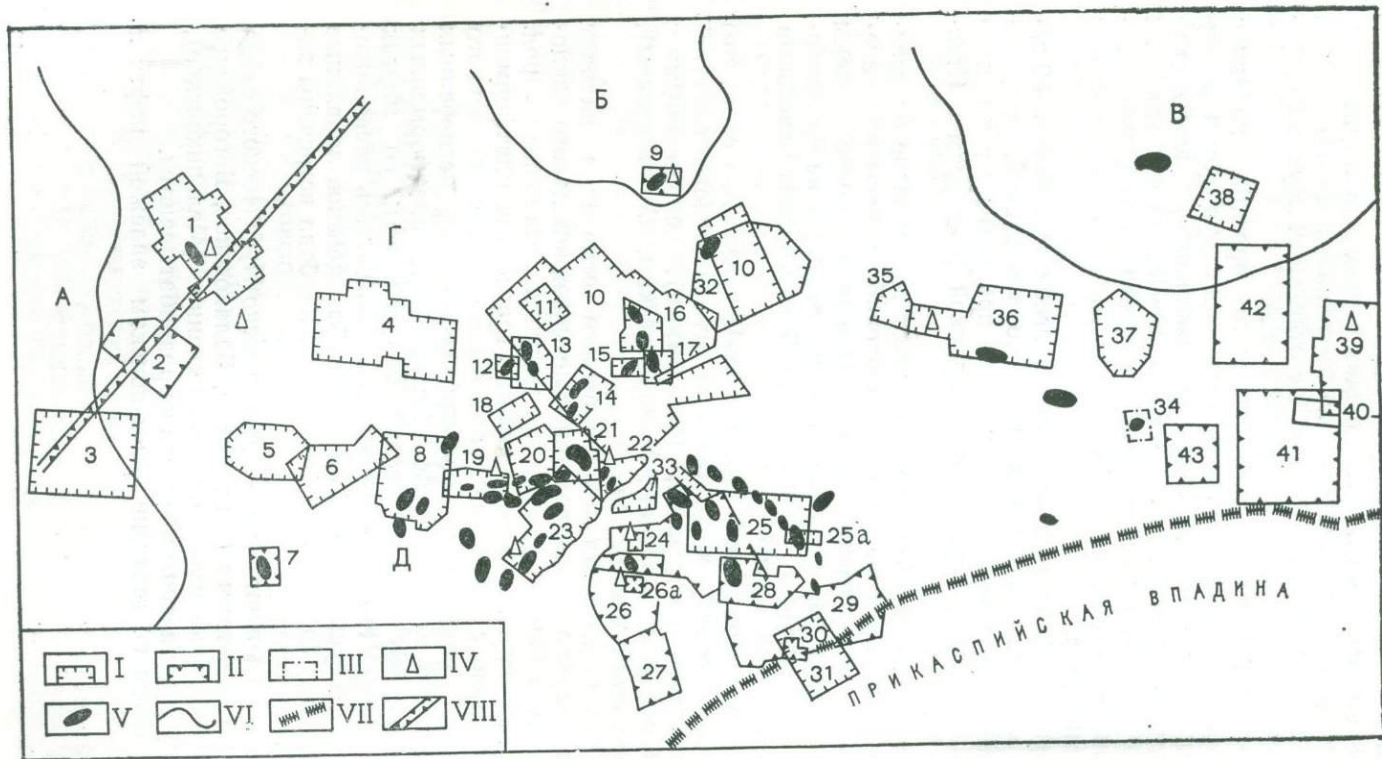


Рис. 1. Схема изученности Рязано-Саратовского прогиба и южного склона Жигулевско-Пугачевского свода геохимическими нефтегазописковыми методами. Составил Ю. Я. Кузьмин по материалам спецконтотры Нефтегазосъемки, НВ НИИГГ, Саратовнефтегеофизика, 1971 г.

Площади: I — газовой съемки часто с другими геохимическими методами (в период с 1941 по 1954 г.), II — газометрической съемки, III — газогидрогеологической съемки, IV — газобактериальной съемки по водосточникам; V — газометрия отдельных глубоких скважин, VI — границы тектонических структур; VII — борт Прикаспийской впадины; VIII — газометрия скважин по сейсмопрофилю.

## Виды геохимических исследований на различных площадях

Площадь	Годы и виды исследования
1	2
Курдюмо - Елшанская	1941—1952 гг. Газовая съемка различными приборами на разную глубину. Почвенно-битумные, почвенно-солевые, люминесцентно-битумные исследования и изучение ОВП.
Ириновско-Тепловская (Воронцовская)	1941, 1942 и 1947 гг. Газовая съемка.
Хлебниково-Малиновская	1942—1952 гг. Газовая съемка различными приборами на разную глубину. Почвенно-битумные, почвенно-солевые, люминесцентно-битумные, бактериальные исследования и изучение ОВП.
Соколовогорская	1943 и 1949 гг. Газовая съемка.
Вольская	1943 г. То же
Песчано-Уметская	1943, 1949—1951 гг.
Суровская	1947 г. Почвенно-солевые и 1949 г.— почвенно-битумные исследования.
Слепцовская	1944 г. Газовая съемка
Базарно-Карабулакская	1944 г. То же
Аткарская	1945 г. и 1947 г. »
Сластуханская	1945, 1946 гг. »
Полчановская	1947 г. Почвенно-солевая съемка.
Ягодно-Полянская	1946, 1947 гг. Газовая съемка.
Большерелинская	1946 г. То же
Ртищевская	1946 г. »
Радищевская	1947 г. »
Оркинская	1947, 1948 гг. Газовая съемка на разных глубинах.
Сергеевская	1947 г. Почвенно-солевые, почвенно-битумные и бактериальные исследования.
Богаевско-Горючкинская	1948 г. Газовая съемка с почвенно-битумными и почвенно-солевыми исследованиями
Квасниковская	1948 г. То же
Шалинская	1948 г. Газовая съемка
Пугачевско-Березовская	1949 г. Газовая съемка с почвенно-битумными и почвенно-солевыми исследованиями и изучением ОВП.
Балашовская	1949 г. Газовая съемка в комплексе с люминесцентно-битумными, почвенно-солевыми исследованиями и изучением ОВП.
Ивантеевско-Богородская	1950 г. Газовая съемка.
Балаково-Грачевская	1952 г. Газовая съемка совместно с люминесцентно-битумной и методом ОВП.
Генеральская	1952 г. То же
Степновская	1952 г. »
	1952 г. »

Площади, на которых проводились геохимические исследования: 1 — Ртищевская, 2 — Аркадакская, 3 — Балашовская, 4 — Аткарская, 5 — Шалинская, 6 — Большерелинская, 7 — Вольновская, 8 — Сергеевская, 9 — Гусьинская, 10 — Карабулакские дислокации, 11 — Оркинская, 12 — Ивановская, 13 — Полчановская, 14 — Хлебниково-Малиновская, 15 — Смирновская, 16 — Ириновско-Тепловская, 17 — Радищевская, 18 — Слепцовская, 19 — Суровская, 20 — Песчано-Уметская, 21 — Курдюмо-Елшанская, 22 — Соколовогорская, 23 — Богаевско-Горючкинская, 24 — Грязнушинская, 25 — Генеральская, 26 — Степновская, 26а — Безымянская, 26б — Южно-Квасниковская, 27 — Приволиновская, 28 — Титерево-Розовская, 29 — Краснокутско-Ерусланская, 30 — Хуторская, 31 — Краснокутская, 32 — Базарно-Карабулакская, 33 — Квасниковская, 34 — Мельниковская, 35 — Вольская, 36 — Балаково-Грачевская, 37 — Пугачевско-Березовская, 38 — Базарно-Карабулакская, 39 — Рахмановско-Пеллиговская, 40 — Клиновская, 41 — Безузацко-Озинская, 42 — Ново-Порубежская, 43 — Озерско-Орешкинская, 44 — северо-восточная часть воронежского свода, Б — Токмовский свод, В — Жигулевско-Пугачевский свод, Г — Пачелмский прогиб, Д — Рязано-Саратовский прогиб.

газа на этой территории относятся к самому началу их зарождения. В 1932 г. основоположник метода газовой съемки В. А. Соколов провел экспериментальные исследования в пределах Мельниковско-го газового месторождения (южный склон Жигулевско-Пугачевско-го свода) и выявил возможность применения газовой съемки для поисков залежей нефти и газа. В 1935 г. в небольшом объеме опытные работы по газовой съемке были проведены под руководством Н. И. Буялова в районе с. Тепловка (Ириновско-Тепловская площадь в Рязано-Саратовском прогибе).

Систематические работы по поискам нефти и газа методом газовой съемки вначале рекогносцировочного, а затем опытно-производственного характера начались здесь в 1941 г. и проводились спецконторой Нефтегазосъемки и ее Саратовского отделения.

В годы Отечественной войны газовая съемка была проведена на Курдюмо-Елшанской, Ириновско-Тепловской (Воронцовской), Хлебниковско-Малиновской, Соколовогорской, Вольской, Песчано-Уметской, Суrowsкой, Слепцовой и других площадях (рис. 1). Она велась по профилям, расстояние между которыми составляло от 0,75 до 2,0 км, при точках отбора проб через 0,2 км. Свободный и десорбированный газ отбирался до глубины 2—3 м и анализировался на баритовых, а затем повторной на ртутных приборах. На всех площадях были получены высокие концентрации по обеим фракциям (легким и тяжелым), что позволяло исследователям, проводившим газосъемочные работы (Л. А. Кузнецову, Н. Д. Божку, И. Н. Шебуевой), высоко оценивать перспективы нефтегазоносности всех изученных структур.

После окончания Великой Отечественной войны комплекс геохимических поисков расширился. Наряду с газовой съемкой по свободному и десорбированному газу проводились люминесцентно-битумные, почвенно-солевые, бактериальные исследования, а также изучение ОВП. В этих работах принимал участие большой коллектив саратовских геохимиков: Н. Д. Божок, О. П. Вышемирская (Пономарева), Е. М. Геллер, Г. М. Давыдов, А. К. Жутовт, Г. В. Иванова, С. П. Кретиини, Л. А. Кузнецов, Л. Т. Культюгина, И. М. Мясникова, Л. Я. Немкова, Е. А. Никитина, А. М. Пронина, Т. Н. Углова и др.

Опытно-методические и производственные работы по газовой съемке, часто в комплексе с другими геохимическими методами, в пределах Рязано-Саратовского прогиба и южного склона Жигулевско-Пугачевского свода за период с 1941 по 1953 г. были проведены на 26 площадях (табл. 2).

В процессе проведения газовой съемки совершенствовалась аппаратура: ртутные приборы были заменены циркуляционными, а последние — титрометрическими газоанализаторами. На приборах этого типа вместе с «тяжелой фракцией» и содержанием закиси азота определялись объемы углекислоты в продуктах сжигания углеводородов. Поэтому газовые аномалии выделялись почти на всех изучаемых площадях и не имели поисковой цели (рис. 2).

Новая аппаратура, изменения, которые почти ежегодно вносились в методику газовой съемки, требовали повторных работ или проверки ее на известных месторождениях. Поэтому проведение газовой съемки в производственных масштабах к 1954 г. было прекращено. Одновременно было выяснено, что многие геохимические показатели, считавшиеся нефтегазопроисходными, в значительной степени связаны с процессами почвообразования.

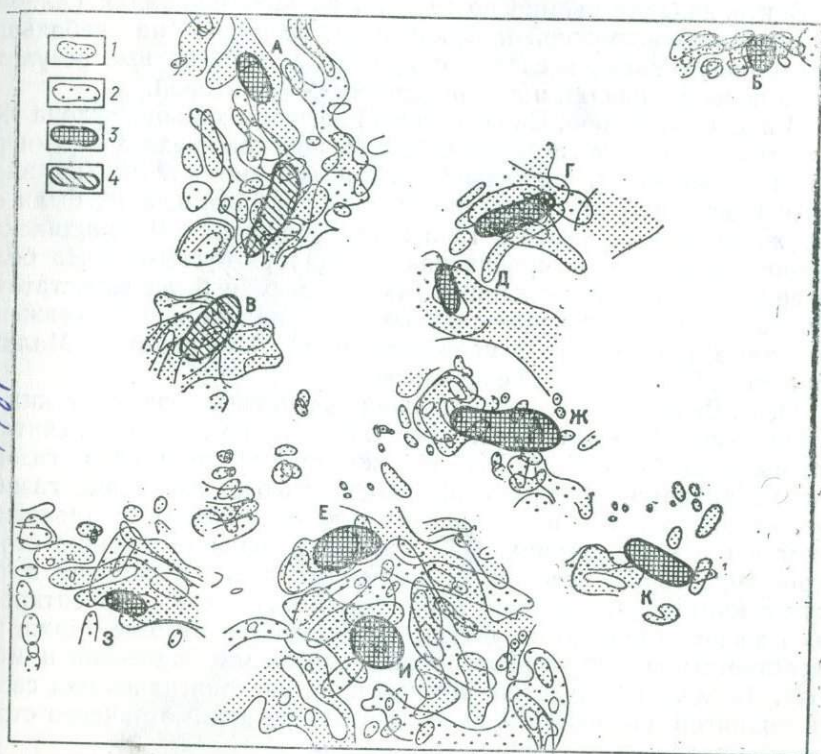


Рис. 2. Сопоставление аномалий, выделенных газовой съемкой, с газонефтяными залежами (по данным О. П. Вышемирской, 1954 г.).

Контуры аномалий: 1 — по легкой фракции, 2 — по тяжелой фракции, 3 — газонефтяные залежи, 4 — непродуктивные поднятия.

Газонефтяные залежи: А — Полчановская, Б — Ириновская, В — Слепцовская, Г — Малиновская, Д — Хлебновская, Е — Песчано-Уметская, Ж — Курдюмская, З — Суровская, И — Богаевская, К — Соколово-Горская

Люминесцентно-битумные исследования, проведенные на восьми площадях, и изучение битумов на шести площадях не подтвердили генетической связи битумных показателей в приповерхностных слоях с газонефтяными источниками на глубине. Выполненные в те же годы работы по изучению ОВП на восьми площадях показали, что метод ОВП не позволяет надежно отличать структуры с залежами нефти.

На Генеральской структуре содержание битумов и восстановленность пород с глубиной уменьшалась (рис. 3) до полного исчезновения на глубине 10 м.

Почвенно-солевые съемки, проведенные на этой территории на семи площадях, при тщательном анализе установили, что в большинстве случаев максимумы соленакопления приурочивались к солонцеватым почвам.

Бактериальная съемка по грунтам на двух площадях (Хлебниково-Малиноовражной и Оркинской), несмотря на небольшой объем проведенных исследований, дала положительные результаты на первой площади и неопределенные — на второй.

В пределах Рязано-Саратовского прогиба и южного склона Жигулевско-Пугачевского свода к 1954 г. поисково-разведочными работами охвачено 17 площадей с газовыми аномалиями, выявленными в основном ртутными приборами. На 14 площадях были обнаружены залежи нефти и газа и три площади (Баландинская, Слепцовская и Большерелинская) оказались пустыми. На более совершенных приборах данные газовой съемки были недостаточно контрастными (маловыразительными) и в них не нашли отражения известные газонефтяные месторождения: Хлебниково-Малиноовражное, Степновское, Генеральское.

О. П. Вышемирская, обобщавшая результаты геохимических исследований в Нижнем Поволжье включительно по 1954 г., считала, что высокий процент (77%) положительных прогнозов газовой съемки является «видимой эффективностью», так как газовая съемка проводилась на выявленных, перспективных по геологическим данным структурах. Она отмечала большое влияние структурных факторов: участки с повышенным газосодержанием в приповерхностных отложениях в большинстве случаев ориентировались по простиранию структур, выраженных в мезозое (даже при несоответствии структурных планов отложений палеозоя и мезозоя). Аномальные участки, как правило, располагались над сводами поднятия или окаймляли их, а в случае асимметричного строения смещались в сторону крутого крыла.

В этой же работе О. П. Вышемирская проводила сопоставление выделенных различными геохимическими методами аномальных участков с зонами, имеющими неодинаковую литологию, мощность и возраст поверхностных отложений и рельеф. Определенных связей ей выяснить не удалось, за исключением того, что наибольшее содержание тяжелой фракции углеводородных газов и битумов наблюдалось в породах, обогащенных органическими материалами (в гумусовых горизонтах почв и в поймах), причем их содержание с глубиной (в интервале до 3 м), как правило, уменьшалось.

В 1954—1956 гг. сотрудники НВФВНИГНИ А. М. Вальков и А. С. Зингер провели проверку возможностей существующих геохимических поисков залежей нефти и газа на шести структурах Рязано-Саратовского прогиба. Работы велись на Песчано-Умет-

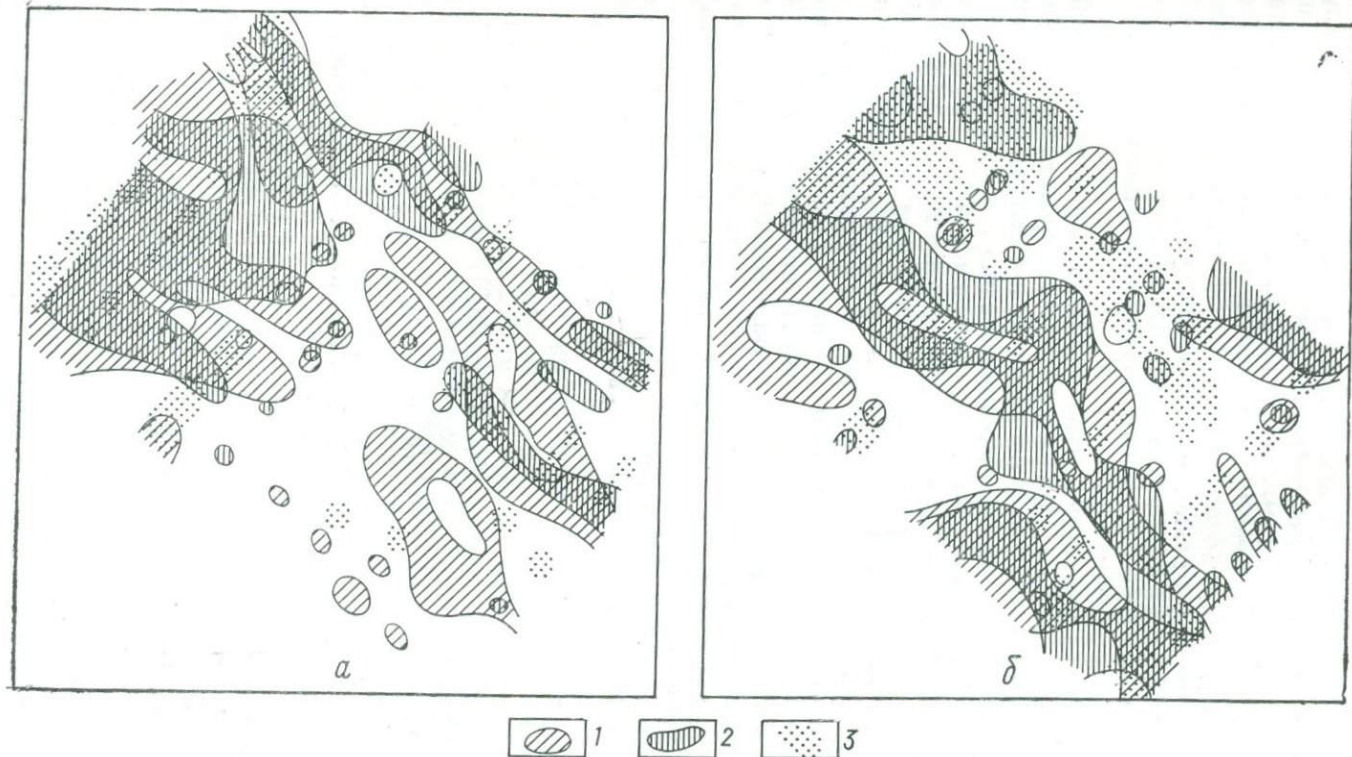


Рис. 3. Изменение контуров геохимических аномалий в зависимости от глубины отбора проб на Генеральской структуре.  
Составила Л. М. Гальцова, 1971 г.

*a* — люминесцентно-битумная съемка, *б* — съемка по методу ОВП.

Участки повышенного битумосодержания и наибольшей восстановленности пород при отборе проб почв: 1 — с поверхности, 2 — с глубины 30 см, 3 — с глубины 3 м.

ской, Хлебниково-Малиновской и Грузиновской продуктивных структурах и на Гусихинской, Ивановской и Слепцовской «пустых» площадях. Комплекс работ состоял из газовой съемки по свободному и сорбированному газу с применением термобитумного и пирогеотетических методов изучения ОВП, определения органического вещества почв и пород, люминесцентно-битумных, микробиологических, солевых и радиометрических исследований. Многие виды этих исследований в методическом отношении не были достаточно совершенными. Всего было проанализировано свыше 43 тыс. образцов.

На эталонных структурах (Песчано-Уметской и Гусихинской) отбор проб от поверхности до глубины 10 м систематически повторялся в каждом месяце в течение года с целью получения наиболее эффективных результатов по каждому методу.

В результате исследований А. М. Вальков и А. С. Зингер пришли к выводу, что ни один из примененных ими методов не фиксирует наличие залежей нефти и газа на глубине, а на некоторые показатели геохимических съемок большое влияние оказывают почвенные процессы, сезонность и другие поверхностные факторы.

Неудачи газовой съемки и производных от нее геохимических методов в приповерхностных отложениях, обнадеживающие результаты газометрии скважин, полученные в 1954, 1955 гг. на нескольких структурах сотрудниками ВНИГНИ, явились основанием для перехода геохимических поисков на значительно большую глубину зондирования.

Для выяснения характера проявления миграции углеводородов из газонефтяных залежей в различных литолого-структурных горизонтах в 1956, 1957 гг. Е. М. Геллер провел опытно-методические исследования на ряде площадей Рязано-Саратовского прогиба в 43 скважинах, специально пробуренных для разработки геохимических поисков на глубинах 250—650 м. Работы, выполненные под руководством Е. М. Геллера (Коробов, 1969), показали, что характер распределения газов в юрской глинистой толще, в которой аккумуляровались мигрирующие из палеозойских пород углеводороды, зависел от особенностей тектонического строения структур.

Отмеченные закономерности были обнаружены не только в глинистых породах юры, но и в нижнемеловых отложениях — в аптских и барремских глинах. Сравнительно четкие газовые аномалии над залежами в мезозойских отложениях и низкое (фоновое) содержание углеводородов над пустыми структурами позволили Е. М. Геллеру рекомендовать к практическому использованию для поисков залежей газометрические исследования в скважинах по керну и глинистому раствору путем изучения газонасыщенности мезозойских отложений (в основном юрских).

Появление новых газоанализаторов с высокой чувствительностью дало возможность в 1962—1964 гг. сотрудникам НВНИИГГ вновь провести поверхностные геохимические исследования на глубину до 3 м на Степновском (газовом), Гуселковском (нефтяном),

месторождениях и на Гусихинской и Смирновской непродуктивных площадях.

Объемы работ были небольшими: пробы отбирались по двум — трем профилям. В итоге этих работ Д. С. Коробов (1969) и его сотрудники пришли к выводу, что газовые и бактериальные аномалии в поверхностных отложениях зависят от многих факторов (рельефа местности, литологии подпочвенных отложений, метеорологических условий и др.) и часто разрушаются интенсивным газообменом между атмосферой и подпочвенным воздухом.

Работы, начатые Е. М. Геллером по газометрии скважин с использованием более чувствительной аппаратуры в 1958—1964 гг., были продолжены в НВНИИГГ под руководством Д. С. Коробова. Опытные-методические исследования были проведены на Гуселковском нефтяном и Степновском газовом месторождениях, на Гусихинской непродуктивной площади, на Квасниковской и Смирновской площадях с невыясненной перспективностью. Эти исследования велись в структурных скважинах путем изучения газосодержания глинистого раствора, а в отдельных скважинах — газонасыщенности керна и показали, что наиболее правильные оценки перспектив нефтегазоносности дает газометрическая съемка по опорным горизонтам. Последние должны быть выдержанными по литологии желательными с одинаковыми физическими свойствами и окислительными условиями их формирования и залегать ниже первого водоносного горизонта и пояса переменных температур.

Концентрации газообразных углеводородов в опорных горизонтах на различных структурах разные, но, как правило, над нефтеносными структурами более высокие, чем над непродуктивными (табл. 3).

Таблица 3

Среднее содержание метана и его гомологов  
в разных стратиграфических горизонтах над нефтяным месторождением  
и непродуктивной структурой  
(данные Г. М. Давыдова, Д. С. Коробова и Т. М. Морозовой)

Возраст стратиграфических горизонтов	Гуселковское нефтяное месторождение				Гусихинская „пустая“ площадь			
	Керн, см <sup>3</sup> /кг		Глинистый раствор, см <sup>3</sup> /л		Керн, см <sup>3</sup> /кг		Глинистый раствор, см <sup>3</sup> /л	
	СН <sub>4</sub>	ТУ	СН <sub>4</sub>	ТУ	СН <sub>4</sub>	ТУ	СН <sub>4</sub>	ТУ
Альб . . . .	—	—	0,012	0,041	0,009	0,007	0,015	0,007
Апт . . . .	0,128	0,047	0,029	0,043	0,014	0,006	0,016	0,009
Баррем . . .	0,073	0,036	0,034	0,09	0,021	0,007	0,015	0,005
Верхняя юра . . . .	0,407	0,064	0,574	0,106	0,038	0,018	0,019	0,012
Бат . . . .	1,300	0,161	0,115	0,114	0,049	0,015	0,023	0,015
Байос . . . .	1,568	0,136	0,235	0,128	0,058	0,013	0,017	0,016

Детальный анализ количественного и качественного состава углеводородных газов в опорных горизонтах с применением статистической обработки газометрических данных (с построением кумулятивных кривых в сочетании с гистограммами) позволяет наиболее четко выделять в опорных горизонтах участки с различным газосодержанием. Для выяснения эпигенетичной природы газовых аномалий проводится изучение геолого-геохимической обстановки на разных стадиях развития пород (от седиментогенеза до катагенеза), гидродинамических условий образования аномалий и новейших тектонических движений.

В разработке методики газометрических работ по опорным горизонтам наряду с Д. С. Коробовым принимали участие Г. М. Давыдов, О. П. Вышемирская, В. С. Вадовская, Т. М. Морозова и др. Позднее к геохимическим поискам НВНИИГГ подключились Г. И. Тимофеев и В. П. Грушевский.

Газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту, за который на разных структурах были приняты глинистые толщи юры, мела и акчагыла, залегающие на глубинах 50—300 м, была проведена в пределах Рязано-Саратовского прогиба и южного склона Жигулевско-Пугачевского свода на восьми площадях с невыясненными перспективами нефтегазоносности: Квасниковская, Смирновская, Сплавнухинская, Вольновская, Пионерская, Новопорубежская, Безусакско-Озинская, Озерско-Орешкинская площади и на Балашевско-Пензенском сейсмопрофиле. На всех изученных газометрической съемкой площадях (за исключением Смирновской) выделены аномальные участки, которые были рекомендованы для проверки поисково-разведочным бурением.

На Балашевско-Пензенском региональном сейсмопрофиле было выявлено три участка с повышенным газосодержанием, из которых один в районе Аркадакского выступа фундамента был признан бесперспективным, а два других (на северо-восточном склоне Сердобольского выступа и в наиболее погруженной части Рязано-Саратовского прогиба) рекомендованы для более детальных геохимических работ. На большинстве участков, положительно оцененных геохимическими поисками, разведочное бурение не велось. Геохимический прогноз подтвердился на Вольновской и Квасниковской площадях (открыты залежи) и на Аркадинском выступе фундамента (заложена здесь глубокая скважина оказалась пустой).

Геохимическая экспедиция треста Саратовнефтегеофизика ведет с 1963 г. исследования на южном склоне Жигулевско-Пугачевского свода и в южной части Рязано-Саратовского прогиба. В них принимают участие Л. М. Чекалин, Ю. Г. Езерский, Л. И. Толчинский, Н. А. Галактионов, Л. С. Кравченко и др. Геохимическими поисками охвачена территория общей площадью около 12 тыс. км<sup>2</sup>, где было опробовано газометрическими работами свыше 2000 неглубоких скважин (до 150 м). Глубина скважин определялась положением базиса эрозии (уровень р. Волги), ниже которого, как

считают сотрудники экспедиции, в изучаемом разрезе регистрируются наиболее устойчивые газопоказания (рис. 4). Газометрическими исследованиями по неглубоким скважинам были охвачены следующие площади: в 1963—1965 гг. — Грязнушинская, в 1966 г. — Титеренковско-Розовская, в 1967 г. — Квасниковская, в 1968 г. — Привольновская, в 1969 г. — Краснокутско-Ерусланская, в 1970 г. — Балаковская, в 1971—1974 г. — районы, расположенные вдоль берега Прикаспийской впадины.

Одновременно было проведено геохимическое изучение Аркадакской площади (находится на одноименном выступе кристаллического фундамента), Ртищевского и Гривкинского поднятий, расположенных в зоне Ртищевско-Баладинской флексуры. По повы-

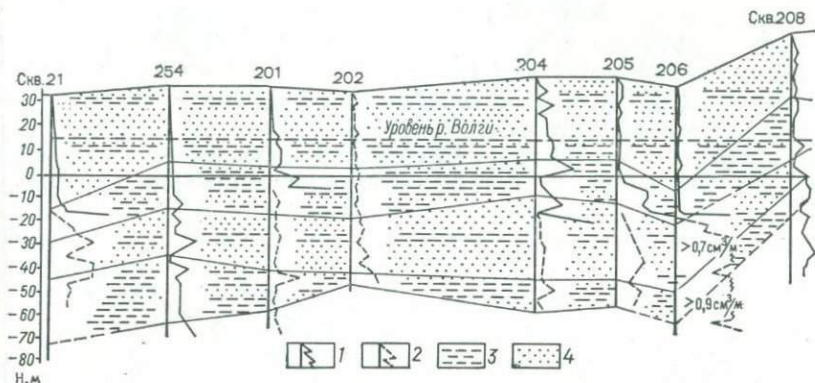


Рис. 4. Геолого-геохимический профиль (по данным Л. М. Чекалина 1969 г.). Содержание: 1 — метана, 2 — тяжелых УВ в глинистом растворе; 3 — глины; 4 — пески

шенному содержанию суммы тяжелых углеводородов ( $0,0266 \text{ см}^3/\text{л}$ ) и изменению отношения этана к этилену ( $>2$ ) эти площади отнесены к разряду перспективных для поисков нефти и газа. Следует отметить, что прогноз на Аркадакскую площадь не совпадает с отрицательной рекомендацией НВНИИГГ.

За аномальные участки принимались площади с концентрациями углеводородных газов от  $0,01 \text{ см}^3/\text{л}$  и выше. В районах, тяготеющих к Прикаспийской впадине (Краснокутско-Еруслановская площадь), аномалии выделялись по значениям  $0,0633 \text{ см}^3/\text{л}$  для суммы углеводородных газов и  $0,0045 \text{ см}^3/\text{л}$  для суммы тяжелых углеводородов.

В качестве эталонных фоновых показателей используются данные по площадям, не содержащим газонефтяных залежей (первый фон — содержание углеводородных газов ниже  $0,005 \text{ см}^3/\text{л}$ ), или по участкам, расположенным на значительном расстоянии от контуров залежей (второй фон — содержание углеводородных газов от  $0,005$  до  $0,01 \text{ см}^3/\text{л}$ ).

В результате геохимических работ, проведенных с 1962 г. на

территории Степновского вала и в прилегающих районах, выделено свыше 100 аномалий, часть из которых (27 аномалий) была рекомендована для проверки глубоким бурением (рис. 5). Площади, на которых выявлены аномалии, в разное время разбуривались

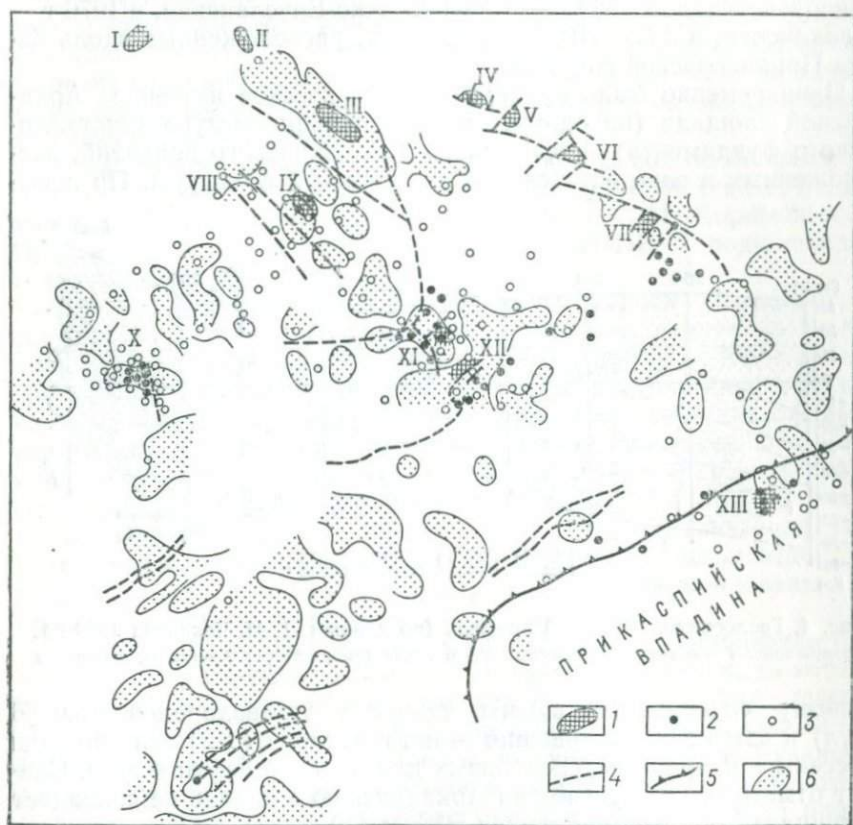


Рис. 5. Результаты поисково-разведочного бурения и геохимических исследований в пределах Степновского вала и прилегающих районов (по данным Л. М. Чекалина, 1973 г.).

1 — газонефтяные залежи; 2 — скважины, давшие притоки нефти или газа; 3 — скважины, давшие притоки воды; 4 — глубинные разломы; 5 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 6 — газовые аномалии

I — Соколовогорское, II — Генеральское, III — Луговое, IV — Восточно-Суловское, V — Первомайское, VI — Степновское, VII — Любимовское, VIII — Грязнушинское, IX — Южно-Грязнушинское, X — Квасниковское, XI — Приволжское, XII — Розовское, XIII — Карпенское

глубокими скважинами, причем основанием для их заложения служили данные сейсморазведки и высокоточной гравиметрии, а также общегеологические построения. Геохимические аномалии проверялись попутно. Итоги проверки геохимических прогнозов следующие: на трех площадях с аномальным газосодержанием (Розовская I,

Южно-Грязнушинская V и Карпенская XII) были открыты газо-нефтяные залежи; на двух площадях (Аркадакской и Безымянской) скважины, пробуренные в контуре аномалии, оказались пустыми, а на Ровнинской площади, где по данным геохимических исследований не должно быть залежей, в скв. 50 получен фонтан газа из пермских (подсолевых) отложений. Следует отметить совпадение трех аномальных участков (Приволжского II, Южно-Грязнушинского VI, Западно-Квасниковского) с нефтегазоносными площадями, где промышленные притоки нефти и газа в скважинах получены до постановки геохимических работ. Большое количество пустых скважин, заложенных на фоновых полях (86 скважин — водоносные, а 16 скважин — продуктивные), указывает, что бурение глубоких скважин без геохимических прогнозов не эффективно.

Сложные условия поисков нефти и газа на территории Рязано-Саратовского прогиба и южного склона Жигулевско-Пугачевского свода из-за несоответствия структурных планов и большой глубины (свыше 3 км) залегания нефтегазосодержащих пластов обуславливают здесь пока низкую эффективность нефтегазописковых работ. Поэтому внедрение геохимических исследований в практику нефтепоисковых работ позволит более целеустремленно проводить поисково-разведочное бурение и резко сократить число непроизводительных скважин.

Основной задачей геохимических нефтегазописковых исследований в пределах Саратовского Заволжья является оценка структур, выявленных геолого-геофизическими методами.

Трудности, возникающие при проведении геохимических поисков (сильная газонасыщенность водоносных пластов, метановый состав газов месторождений, обуславливающий низкие концентрации углеводородов, «загрязненность» проницаемых горизонтов углеводородными газами из эксплуатационных и поисковых скважин в некоторых районах и др.), нередко усложняют уверенное геохимическое прогнозирование.

Выделение газовых аномалий в опорных горизонтах на глубинах 100—300 м не обязательно указывает на наличие подтока углеводородов из залежей, а свидетельствует о благоприятных условиях их скопления. Только комплексный учет геологических (в том числе гидрогеологических) факторов дает возможность решить вопрос о природе углеводородных аномалий. Их поисковая ценность как во ВНИИГГ, так и в тресте Саратовнефтегеофизика определяется только после сопоставления геохимических данных с имеющимися материалами по геологии. На основе геолого-геохимических данных оцениваются перспективы нефтегазоносности изученной площади, причем наиболее достоверную геохимическую информацию можно получить по двум и более представительным горизонтам, что кроме надежности дает возможность определить направление смещения газовых полей в верхних частях разреза относительно залежей.

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ ВОРОНЕЖСКОГО СВОДА И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Восточный склон Воронежского свода характеризуется моноклинальным наклоном к востоку докембрийского фундамента, на фоне которого намечается ряд выступов (Задонский, Кудиновский, Камышинский и др.) и протяженных разломов с господствующим северо-восточным направлением.

Строение кристаллического фундамента находит некоторое отражение в залегании палеозойских и мезозойских пород, которые наклонены в восточном направлении и осложнены антиклинальными зонами, валами, флексурами и узкими прогибами в основном северо-восточного простирания. В осадочном чехле выделяются два резко несовпадающих структурных этажа: нижний — доверхнедевонский и верхний, сложенный отложениями верхнего девона, карбона, перми и мезозоя. Строение нижнего структурного этажа изучено слабо, что затрудняет поиски погребенных локальных поднятий, с которыми связывается открытие новых газонефтяных залежей.

В пределах восточного склона Воронежского свода открыто свыше 40 нефтяных и газовых месторождений, причем диапазон нефтегазоносности в них довольно широк — от живецкого яруса девона до байосского яруса юры.

В большинстве месторождений эксплуатируются продуктивные толщи карбона, которые содержат преимущественно газонефтяные залежи. В девонских отложениях запасы нефти меньше, чем в карбоновых. В продуктивных горизонтах пермских и юрских отложений преобладает газ. Газоносные пласты характеризуются высоким содержанием метана (до 90%) и соответственно небольшим количеством тяжелых углеводородов. Глубина залегания газонефтесодержащих горизонтов 1000—3000 м, а в отдельных случаях — 4500 м.

На восточном склоне Воронежского свода газовая съемка ртутными и баритовыми приборами впервые была проведена в 1944 г. двумя партиями спецконторы Нефтегазосъемки. Одна партия (Л. А. Кузнецов) вела работы на Жирновском и Линевском поднятиях; другая — (Л. Я. Немкова) изучала Карповский и Красноармейский участки вблизи окрестностей г. Волгограда. В 1946 г. газовая съемка проведена на Иловлинской структуре (А. К. Жутовт).

Все изученные площади были отнесены по данным газовой съемки к перспективным в нефтегазоносном отношении, что в дальнейшем подтвердилось открытием нефтяных залежей на Жирновском, Линевском и Иловлинском поднятиях. Однако повторная съемка в 1949 г. на Жирновском месторождении (А. К. Жутовт) с

применением новых титрометрических газоанализаторов, определяющих тяжелые углеводороды (без закиси азота), не обнаружила повышения показателей по тяжелым углеводородам и метану.

Комплексные геохимические исследования (газовая и люминесцентно-битумная съемки, выяснение ОВП почв и подпочвенных пород, иногда с изучением бактерий, развитых в них) на Камышинской и Песковатской площадях в 1953 г. провели Г. М. Давыдов, В. И. Быкова, Г. М. Морозова, О. П. Вышемирская. На Камышинской площади (Уметовское, Линеvское, Чухоставское и Коробковское поднятия) величины концентрации десорбированного газа по сравнению со свободным газом были несколько повышены. Закономерного возрастания концентрации углеводородов с глубиной в глинистом растворе в геохимических скважинах на Коробковском и Уметском поднятиях не отмечалось, хотя в керне наблюдалась приуроченность тяжелых углеводородов к сводам поднятий. Песковатская площадь характеризовалась низкими содержаниями углеводородов и проследить каких-либо четких связей с нефтегазовыми залежами, залегающими здесь на глубине 100—300 м, не удалось. Результаты люминесцентно-битумных исследований и изучение ОВП позволили обнаружить, что их показатели изменяются с глубиной (максимальные значения приурочены к почвенному слою) и зависят от времени отбора проб. На Коробковской структуре по бактериям в юрских отложениях была выявлена аномалия (содержание пропаноксилирующих бактерий в 4 раза превышало фоновое).

Коробковское многопластовое месторождение, имеющее десять нефтяных продуктивных горизонтов в разрезе карбона и небольшую залежь газа в юрских отложениях, в последующие годы использовалось как эталонная нефтегазоносная площадь, на которой выяснились возможности геохимических и радиометрических методов. В процессе опытно-методических работ пробурено 35 скважин глубиной от 50 до 400 м, в которых изучалось распределение радиоактивных элементов, углеводородных газов и бактерий, их окисляющих, по разрезу и площади. Выяснилось, что в юрских отложениях над контуром нефтегазоносности сосредоточены максимальные содержания углеводородов и скопления пропаноксилирующих бактерий. С глубиной концентрации газов увеличивались, а интенсивность развития углеводородоксилирующих бактерий уменьшалась. Анализ поведения  $\gamma$ -поля по отдельным этапам геологического разреза месторождения показал, что имеется хорошее совпадение карт радиоактивности с палеоструктурными картами, а радиоактивность почв в основном связана с литологической характеристикой пород, развитых на поверхности (Алексеев, Готтих, Воробьева, 1968).

Микробиологические исследования подпочвенных пород до глубины 3 м установили, что для развития индикаторных бактерий наиболее благоприятной является центральная часть Коробковского поднятия (Смирнова, 1963).

Вновь к разработке методики прямых геохимических поисков

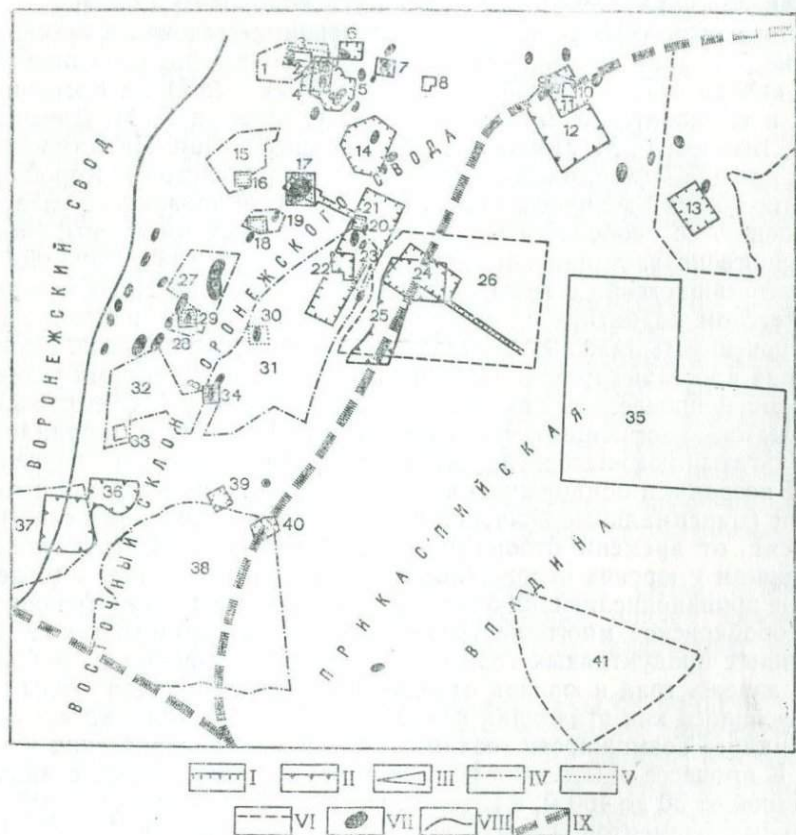


Рис. 6. Схема изученности восточного склона Воронежского свода и западной части Прикаспийской впадины геохимическими нефтегазопомесковыми методами. Составил Ю. Я. Кузьмин по материалам Нефтегазосъемки, ВНИПИНефть, НВ НИИГГ, ВНИИЯГГ, 1971 г.

Площади: I — проведения газовой съемки в период с 1941 по 1954 г. часто в комплексе с другими геохимическими методами; II — газометрической съемки; III — газометрии отдельных скважин, в том числе Аралсорской I-СГ, IV — газобактериальных съемок по водисточникам; V — газобактериальных съемок по грунтам; VI — газогидрогеологических съемок; VII — газонефтяные залежи; VIII — границы Воронежского свода; IX — бортовой уступ Прикаспийской впадины и краевой шов, отделяющий Русскую и Скифскую платформы. Площади, на которых проводились геохимические исследования: 1 — Кленовская, 2 — Кленовско-Бахметьевская, 3 — Кленовско-Новокубанская, 4 — Жирновская, 5 — Жирновско-Линевская, 6 — Песковатская, 7 — Славнухинская, 8 — Красноармейско-Каменская, 9 — Хуторская, 10 — Ждановско-Константиновская, 11 — Краснокутская I, 12 — Краснокутская II, 13 — Новоузенская, 14 — Иловлинская, 15 — Лобайковская I, 16 — Лобайковская II, 17 — Коробковская, 18 — Попковская II, 19 — Попковская I, 20 — Камышинская, 20 а — Уметовская, 21 — Пионерская, 22 — Белогорская, 23 — Николаевская, 24 — Николаевско-Приморская, 25 — Николаевско-Джаныбекская, 26 — Кудиновская, 27 — Шляховская I, 28 — Шляховская II, 29 — Усть-Погожская, 30 — Антиповско-Бальклейская, 31 — Большая Лука, 32 — Большенабатовская, 33 — Вешняковско-Родионовская, 34 — Эльтонская, 35 — Аконско-Урдинско-Аралсорская, 36 — Чирская, 37 — Нижнечирская, 38 — Нижнецарицынская, 39 — Карповская, 40 — Красноармейская, 41 — Азгиро-Баскунчакская

залежей нефти и газа на этой территории в 1962 г. приступил Волгоградский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (ВНИИПИНефть). Комплекс геохимических работ, проводимый сотрудниками ВНИИПИНефть с 1962 по 1973 г., состоит из газового и бактериального изучения вод, грунтов и кернов неглубоких скважин, газометрической съемки сейсмических, структурных и поисково-разведочных скважин, воздушных и наземных радиогеохимических исследований. За этот период геохимическими исследованиями изучено несколько площадей и месторождений нефти и газа восточного склона Воронежского свода западной части Прикаспийской впадины (рис. 6).

Газобиохимические съемки по грунтам и водам проводились А. Г. Глаголевой, Н. В. Ивановым (1970), Н. П. Цыбой, А. В. Столяровой (1965, 1970) и другими (табл. 4).

Таблица 4

Газобактериальная съемка на площадях восточного склона Воронежского свода

Год исследования	Площади, заснятые	
	газобактериальной съемкой по водоисточникам	газобактериальной съемкой по грунтам
1962	Нижнечирская Нижнецарицынская	Коробковская Нижнецарицынская Вешняковско-Родионовская
1963	Антиповско-Балыклейская (Приволжская моноклираль) Район Донской Луки	Антиповско-Балыклейская (Белогорская) Арчединско-Донская
1964	Лобайковская Попковская Шляховская	Лобайковская Попковская Шляховская
1965—1966	Лобайковская Попковская Кленовская	Кленовская Новокубанская Бахметьевская
1967	Кудиновская	Кудиновская
1968—1969	—	Нижнеилловлинская

Газобактериальные исследования водоисточников на восточном склоне Воронежского свода занимают площадь 21 тыс. км<sup>2</sup>, на которой обследовано 1100 водопунктов (330 родников, 650 колодцев и 30 скважин).

Над газонефтяными месторождениями преимущественно на-

блюдались аномальные зоны, выделенные по тяжелым углеводородам, пропанооксиляющим бактериям и по комплексу газобактериальных показателей.

Минерализация и химический состав грунтовых вод над месторождениями не имеют больших отличий от вод пустых площадей, но средние содержания метана и тяжелых углеводородов над залежами резко повышенные, хотя и значительно варьируют ( $\text{CH}_4$  — от 0,5 до  $10 \cdot 10^{-3}$  см<sup>3</sup>/л, а ТУ — от 0,1 до  $2 \cdot 10^{-3}$  см<sup>3</sup>/л). При этом основными показателями наличия залежи на глубине считаются тяжелые углеводороды и пропанооксиляющие бактерии, а повышенное содержание метана и развитие метанооксиляющих бактерий является лишь дополнительным признаком.

Газовые показатели часто коррелируются с бактериальными. Среди бактерий преобладают метанооксиляющие; пропанооксиляющие бактерии встречаются сравнительно редко и, как правило, в зонах развития метанооксиляющих микроорганизмов. Содержание бактерий в водах нестабильно — наиболее интенсивное развитие они получают в летне-осенние периоды, причем их встречаемость не зависит от минерализации вод (при содержании солей до 3—4 г/л).

В пределах изученной территории было выделено 82 газобактериальные аномалии или аномальных зон (рис. 7). Все они были разделены на три типа аномалий: по метану и метанооксиляющим бактериям, по тяжелым углеводородам и пропанооксиляющим бактериям и по сумме углеводородов и окисляющих их бактерий. Аномалии последнего типа имели наиболее широкое развитие и встречались только в слабодренированных ландшафтах. Аномалии по метану и метанооксиляющим бактериям, как правило, были приурочены к сильно дренированным участкам рельефа.

Газобактериальное изучение по грунтам проводилось на 11 площадях, из которых на четырех анализировался подпочвенный свободный газ (Белогорская, Лобайковская, Попковская и Шляховская). Этими работами установлено, что в неглубоко залегающих горизонтах (7,0—15 м) над газонефтяными месторождениями наблюдаются повышенные концентрации углеводородов и развитие специфических форм бактерий (пропан- и бутанооксиляющих), причем установлена зависимость между их содержанием и глубиной залежей: максимальные содержания газообразных углеводородов и окисляющих их бактерий встречаются при небольших и средних глубинах залежей (0,65—1,0 км) в унаследованных структурах (Кленовская и Бахметьевская); их среднее содержание — над неглубоко расположенными залежами (0,6—0,7 км) в погребенных пермских поднятиях (Нижнеилловлинское); низкие концентрации — над погребенными девонскими поднятиями с залежами на глубине 3 км (Кудиновское месторождение). В процессе этих работ было отмечено, что встречаемость углеводородооксиляющих бактерий в песчаных, супесчаных и несолонцеватых почвах выше, чем в суглинистых, глинистых и солонцеватых; во влажных горизонтах она

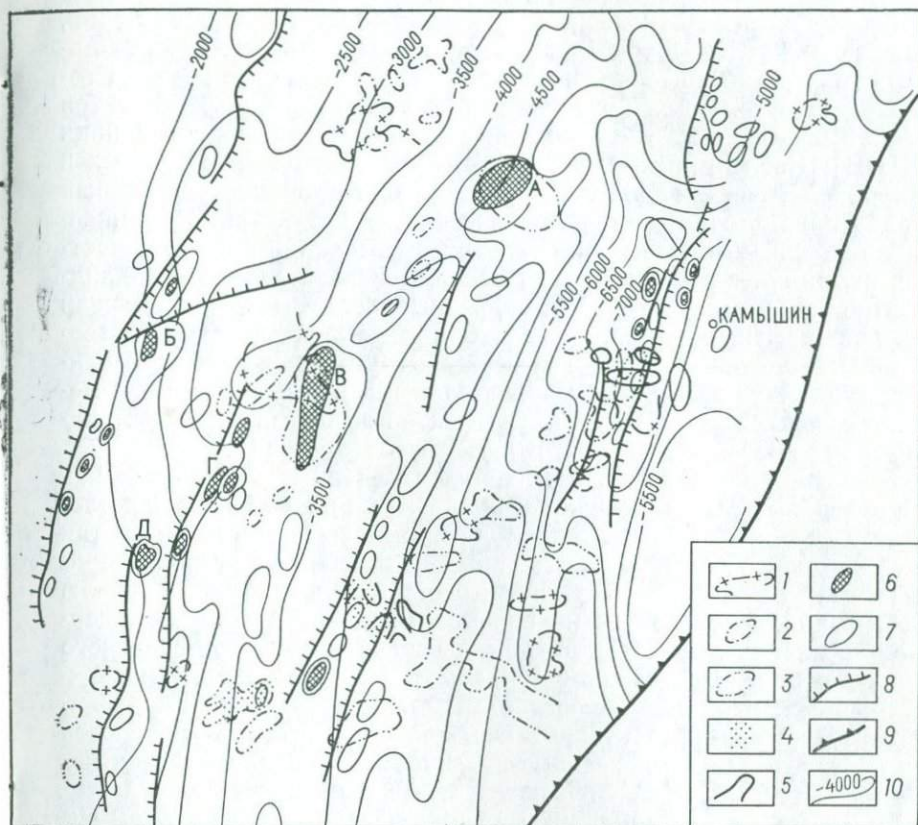


Рис. 7. Результаты газобактериальных съемок на восточном склоне Воронежского свода. Составили Ю. Я. Кузьмин и Л. М. Гальцова с использованием материалов НВНИИГГ и ВНИПИНефть, 1971 г.

Газобактериальные исследования по водоисточникам — аномалии выделенные: 1 — по метану и метаноокисляющим бактериям, 2 — по тяжелым углеводородам и пропаноокисляющим бактериям, 3 — по сумме углеводородов и окисляющим их бактериям; газобактериальные исследования по грунтам — аномалии, выделенные: 4 — по метану, 5 — по пропан- и бутаноокисляющим бактериям; 6 — газонефтяные залежи; 7 — локальные поднятия; 8 — флексуры в осадочном чехле; 9 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 10 — изогипсы по кровле фундамента  
 Месторождения: А — Западно-Коробковское, Б — Абрамовское, В — Кудиноское, Г — Зимовское, Д — Вешняковское

больше, чем в сухих. Микробиологические и газовые показатели в грунтах часто коррелируются между собой. Повышенные концентрации связаны не только с миграцией углеводов с глубины, но и с поверхностными процессами: образование метана в современных водоемах и в подпочвенных слоях; различные химические процессы при почвообразовании, которые меняют сорбционную способность частиц по отношению к углеводородам, наличие бактерий, окисляющих углеводородные газы или образующих их, нестабильность газовых и бактериальных показателей в разные времена года и др. Поэтому для получения более надежных результатов газобактериальных исследований по грунтам сотрудники ВНИИПИНефть применяют совместную интерпретацию газовых и микробиологических данных, проводя одновременно детальный анализ ландшафтно-геоморфологических и структурно-тектонических условий. Для выяснения условий образований приповерхностных аномалий на их площади выделяются различные типы ландшафтов (автономные, террасовые, речные, болотные и др.), а среди них ландшафтные фации, горизонты и типы почв, изучаются геологические условия (литология верхних горизонтов, новейшие движения, наличие разломов) с обязательными исследованиями изменения газовых и бактериальных эффектов по вертикальному ландшафтному профилю (Иванов, 1970).

Корреляция газовых и бактериальных данных проводится как для отдельных геологических и ландшафтных полей, так и для площади в целом. Изучается гидродинамика поверхностных вод, так как движение грунтовых и почвенных вод смещает газобактериальные аномалии и поэтому наиболее достоверные газовые ореолы рассеивания расположены на водоразделах, а менее достоверные — в балках и долинах рек. Лишь после такого тщательного анализа отбрасываются аномалии, обусловленные влиянием поверхностных факторов, и выявляются аномалии, требующие дальнейшего изучения и перспективные аномалии, которые рекомендуются для проведения более детальных поисков. Как правило, перспективные аномалии выделяются в пределах поднятий, выявленных геолого-геофизическими данными. Большая часть аномалий, в том числе и высококонтрастных, при отсутствии выявленных структур относится к аномалиям с невыясненными перспективами.

В комплексе геохимических поисков проводятся радиометрические воздушные и наземные наблюдения, которыми охвачена вся территория восточного склона Воронежского свода. По мнению В. Н. Яковлева, О. В. Колпакова и других, эти наблюдения показали совпадение зон пониженных значений  $\gamma$ -поля с месторождениями.

Геохимическое изучение более глубоких горизонтов проводится в сейсмических, структурных и поисково-разведочных скважинах, в которых исследуется керн и глинистый раствор.

Газометрические исследования скважин различного назначения за период с 1962 по 1969 г. (А. Н. Гусев, В. Н. Сидоров и др.) были

проведены на 12 площадях, из которых 5 было с выясненными перспективами нефтегазоносности (табл. 5).

Опытно-методические газометрические исследования в скважинах на четырех месторождениях и одной непродуктивной площади установили, что повышенное содержание углеводородов (в 3 раза и выше) над залежами нефти и газа начинает наблюдаться с глубин 50—150 м. Это позволило наряду с изучением характера газонасыщенности разреза структурных скважин проводить газометрические исследования в сейсмических скважинах.

В качестве поисковых критериев перспективности площадей принимаются следующие показатели: наличие в разрезах скважин аномально высоких содержаний углеводородов (в 3 раза и более выше фонового), увеличение с глубиной содержания углеводородов и повышение плотности тяжелых гомологов метана. Содержание углеводородов в представительных горизонтах часто обуславливается особенностями геологического строения и гидрогеологических условий месторождений, а также глубиной залегания залежей.

Опытное опробование газометрических работ в структурных и сейсмических скважинах проводилось на семи площадях с невыясненными перспективами нефтегазоносности. В их пределах были выявлены аномальные участки с высоким содержанием углеводородов — газовые аномалии. Контрастность, размеры и форма газовых аномалий, выявленных в сейсмических скважинах в зоне свободного газо- и водообмена, часто зависят от характера неотектонических движений, направления движения вод и др.

Аномалии проверялись поисковым бурением только в случае их совпадения с поднятиями, выявленными геолого-геофизическими методами. Открытием залежей подтвердились аномалии на Антиповском (Белогорском) и Авиловском поднятиях, где также наблюдались хорошие результаты при газобактериальных исследованиях. В 1971, 1972 гг. газометрической съемкой скважин (В. Н. Михальковой, А. Н. Гусевым и др.) были изучены три структуры на южном склоне Воронежского свода (в зоне сочленения Русской и Скифской платформ).

В результате газометрических работ были выделены газовые аномалии, контуры которых на Верхнеяблоньской и Захаровской структурах совпадают со сводами поднятий, а на Котельническом поднятии аномалия смещена по отношению к своду. Глубоким бурением эти аномалии еще не проверялись.

Территория восточного склона Воронежского свода сравнительно хорошо геологически изучена: здесь разбурены почти все поднятия, выявленные геолого-геофизическими работами в верхнем структурном этаже. Поиски залежей нефти и газа в настоящее время ориентируются на нижний структурный этаж, залегающий с резким несогласием на больших глубинах. В этих условиях нарушается четкая взаимосвязь газонефтяных залежей с повышенным содержанием углеводородных газов в верхних горизонтах.

Объемы и результаты газометрических исследований в скважинах на восточном склоне Воронежского свода

Месторождение или площадь	Год проведения и характер геохимических работ	Количество скважин и их назначение	Результаты геохимических работ
1	2	3	4
Территория Большой излучины р. Дон	1962, 1963 — опытное опробование	535 сейсмических скважин	Выделено четыре аномальных участка
Большенабатовская площадь с невыясненной перспективностью	То же	6 структурных скважин	Высокая газонасыщенность в скв. 4033 и 4009
Антиповская (Белогорская) площадь с невыясненной перспективностью	»	9 структурных скважин	В скважинах вблизи свода высокая газонасыщенность
Вешняковско-Родионовская площадь с невыясненной перспективностью	»	4 структурные скважины	Район скв. 2 и 790 наиболее перспективен
Кленовское газонефтяное месторождение	1965, 1966 — опытно-методическое опробование	8 геохимических скважин	Содержание УВ в 10 и 100 раз больше, чем на Новокубайской площади
Новокубанская непродуктивная площадь	То же	3 геохимические скважины	—
Вешняковское газовое месторождение	»	9 геохимических скважин	Очень высокое содержание УВ
Попковская площадь с невыясненной перспективностью	1965, 1966 — опытное опробование	175 сейсмических скважин	Встречено 2 аномальных участка
Лобайковская площадь с невыясненными перспективами	1965, 1966 — опытное опробование	349 сейсмических скважин, 6 структурных и 2 глубокие скважины	Выделено 6 аномальных участков
Шляховская площадь с невыясненными перспективами	То же	Газометрия сейсмических и структурных скважин	Аномальные значения в скв. 3151 и 3154
Нижнеиловлинское месторождение	1968 — опытно-методическое опробование	18 структурных скважин	Концентрация УВ в 5—8 раз выше в контуре залежи, чем за контуром
Кудиновское месторождение	1968—1970 — опытно-методические и опытное опробование	24 структурные скважины	Концентрации УВ над залежью в 3—5 раз выше, чем за контуром

На территории восточного склона Воронежского свода в период 1962—1972 гг. проведен наиболее полный комплекс геохимических нефтегазописковых исследований. Анализ различных видов геохимических исследований показывает, что газобактериальное изучение водоисточников и воздушная радиометрическая съемка могут быть использованы для оперативной оценки территории и выявления участков для постановки последующих геохимических поисков. Аномалии, выявленные этими видами исследований, имеют довольно обширные и условные контуры. Детализация этих аномалий ведется путем проведения наземных радиометрических и приповерхностных газобактериальных съемок. Все эти виды исследований относятся к региональным и дают рекогносцировочную оценку территории, их большим достоинством является экспрессивность и возможность изучения больших территорий.

Наиболее перспективные участки, выделенные рекогносцировочными методами, должны проверяться газометрическими исследованиями в сейсмических и в структурных скважинах, которые позволяют получить более уверенную информацию о наличии (или отсутствии) залежей нефти и газа на глубине. Однако такая последовательность и комплексность при геохимических поисках не всегда наблюдалась на площадях с невыясненной нефтегазоносностью, что снижало надежность геохимических прогнозов.

В настоящее время газометрические исследования в скважинах на восточном склоне Воронежского свода почти не проводятся, так как основные объемы геохимических работ перенесены на территорию Прикаспийской впадины.

## Глава IV

### РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРИКАСПИСКОЙ ВПАДИНЕ

Прикаспийская впадина — обширная и глубокая депрессия на юго-востоке Русской платформы, в пределах которой докембрийский фундамент местами погружен на глубину свыше 18 км.

В строении осадочного чехла Прикаспийской впадины важную роль играют мощные пластичные толщи гидрохимических отложений нижней перми, которые разделяют чехол впадины на два резко отличных структурных этажа: подсолевой и надсолевой. В нижнем подсолевом структурном этаже (донжнепермском), сложенном палеозойскими и рифейскими породами, развиты крупные платформенные поднятия и прогибы. Кровля подсолевого этажа находится на глубинах, доступных для бурения лишь в прибортовых частях впадины, где они имеют отметки —4 —5 км ниже дневной поверхности.

Поисково-разведочные работы в прибортовых районах Прикаспийской впадины привели к открытию в подсолевых отложениях

Оренбургского газоконденсатного месторождения в Соль-Илецком блоке (промежуточная структурная ступень между Прикаспийской впадиной и Русской платформой), месторождения на куполе Кенки-як (предмудожарская часть Южно-Уральского прогиба), Карпенского месторождения газа (в прибортовой зоне Саратовского За-волжья) и др.

Во внутренних частях Прикаспийской впадины перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений изучены слабо вследствие больших глубин их залегания, хотя многие геологи оценивают их весьма высоко, предполагая наличие газоконденсатных и газовых месторождений.

Строение верхнего структурного этажа (надсолевого) обуславливается наличием мощных соленосных толщ нижней перми, кото-

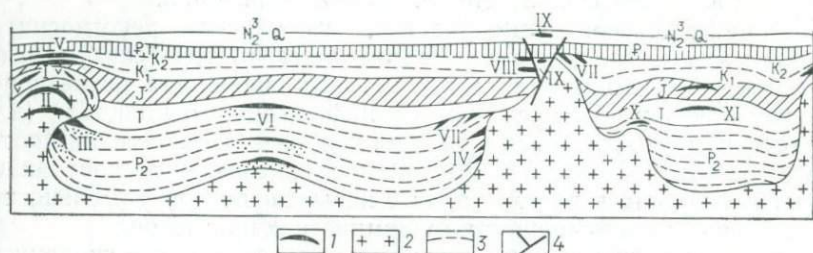


Рис. 8. Условия залегания нефти и газа в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины и типы залежей. Составил Ю. Я. Кузьмин, 1973 г.

1 — залежи нефти и газа; 2 — дислокации соленосных толщ кунгура; 3 — стратиграфические границы; 4 — сбросы на соляных куполах.

типы залежей нефти и газа: I — кепроковые, II — в соляном массиве, III — козырьковые, IV — экранированные соляным ядром, V — пластовые сводовые над неглубокозалегающими ядрами соляных массивов, VI — пластовые сводовые над неглубокозалегающими соляными массивами, VII — экранированные несогласно залегающим отложениями, VIII — экранированные сбросами, IX — линзовидные литологические залежи, X — над выступами соляных массивов, XI — в структурах типа «черепахи» (шилльдротен)

рые совместно с вышележащими породами верхней перми, триаса, юры, мела, палеогена создают своеобразные соляные структуры, купола и различного рода мульды. В пределах Прикаспийской впадины насчитывается свыше 1200 куполов. Их строение довольно хорошо изучено в восточной, приподнятой части впадины, где мезозойские и палеогеновые отложения выходят на дневную поверхность.

В западной, погруженной части впадины (в основном на между-речье рек Волги и Урала) сложное строение соляных куполов маскируется мощным (до 700 м) чехлом верхнеплиоценовых и четвертичных отложений, залегающих практически горизонтально.

В надсолевом разрезе впадины нефте-газопроявления распро-странены по всему разрезу, а промышленные скопления нефти приурочены к отложениям верхней перми, триаса, средней юры, неокома, апта и отчасти альба — сеномана.

Поисково-разведочные работы в надсолевом структурном ком-плексе проводились на 140 куполах. Условия залегания пород над-

солевого комплекса и типы залежей нефти и газа, находящиеся в них, весьма разнообразны (рис. 8). Это сильно затрудняет поиски нефтесодержащих куполов; из 140 куполов промышленно нефтеносными оказались 34. Сильная раздробленность надсолевых структур куполов и небольшая мощность продуктивных горизонтов приводят к образованию мелких по размеру залежей с небольшими запасами (от 0,5 до 11 млн. т).

Каких-либо закономерностей в расположении куполов с залежами нефти не установлено: рядом с промышленно нефтеносным куполом располагаются купола в нефтеносном отношении пустые.

Большие затраты на проведение поисково-разведочных работ в надсолевом комплексе и их незначительная отдача заставляют искать новые методы поисков залежей нефти и газа, большую помощь должны оказать геохимические методы.

Впервые опытные работы по газовой съемке на территории впадины были поставлены в 1934 г., когда Я. С. Эвентов исследовал площадь в районе Соляного Займища (Нижнее Поволжье), где по данным гравиметрии намечался купол, а Е. А. Гейликман пытался оконтурить нефтяную залежь на куполе Шубаркудук (Северная Эмба), расположенном на Предуральском плато.

В 1935, 1936 гг. в восточную часть впадины были направлены две газосъемочные партии. Партия Ю. М. Юровского провела газовую съемку в промысловом районе Южной Эмбы на куполах Доссор, Искине, Черная Речка, Макар, Кулсары, Каратон, Косчагыл, а партией А. И. Кутакова исследованы купола Северной Эмбы — Шубаркудук, Джаксымай, Кейкебас, Ащebuлак и межкупольные зоны между ними.

В 1941 г. две партии спецконторы Нефтегазосъемки под руководством П. С. Кретицина и Т. Я. Кулякиной провели рекогносцировочные газосъемочные работы с бурением мелких скважин (до 3 м) на куполах станций Искине, Абжель и Кандаурово.

На этом закончились работы по газовой съемке с применением ртутных приборов на открытых куполах восточной части Прикаспийской впадины, результаты которой интересны только в историческом аспекте.

Газовая съемка с применением новых газоаналитических приборов ТГ-5А в комплексе с люминесцентно-битумными исследованиями и изучением окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) почв восстановилась в 1951 г. в западной части Прикаспийской впадины (рис. 6) на Краснокутской и Новоузенской площадях (А. К. Жутовт, Г. М. Давыдов и Т. М. Морозова). Аналогичный комплекс при геохимических исследованиях был проведен на левобережье р. Волги в 1954 г. на Николаевской площади и в районе Кумысолечебницы партией ВНИГНИ (Е. А. Говердовский и К. Н. Козлова).

Одновременно с этими работами в семи скважинах, пробуренных по профилю оз. Эльтон — пос. Новая Казанка, на больших рас-

стояниях друг от друга был отобран керн на газовый, люминесцентно-битумный, солевой анализы и для определения ОВП.

В процессе проведения комплексной газовой съемки и ее модификации (термобитумной и пирогенетической) было установлено низкое содержание углеводородов и выявлено, что показатели по люминесцентно-битумным исследованиям и по методу ОВП определяются поверхностными факторами.

Опробование керна скважины показало, что в целом при низких содержаниях максимальные концентрации углеводородных газов, битумов и хлоридов приурочены к песчаным пластам, а значение ОВП по разрезам скважин почти не изменяется. Низкие концентрации углеводородов с преобладанием метана отмечались при рекогносцировочных газо-гидрохимических исследованиях, проведенных в 1954, 1955 гг. А. К. Жутовтом, А. И. Котовой и М. А. Липовским на двух крупных, значительно отдаленных площадях: Николаевско-Джамыбекской и Баскунчакско-Азирской. При этом выяснилось, что колодцы с различными типами вод располагались хаотично, содержание кислорода и углекислого газа в водах изменялось незначительно.

Начиная с 1960 г. газометрические исследования в скважинах проводят партии ВНИИГаза (А. С. Медведев, Н. Р. Шорохов и др.). Наибольшие объемы исследований были проведены севернее оз. Эльтон (два профиля из восьми скважин до 840 м) и на Аюкско-Урдинско-Аралсорской площади (14 скважин глубиной от 340 до 1141 м и одна оценочная скв. 25 глубиной 2147 м).

В результате изучения газонасыщенности керна и глинистого раствора установлено, что наибольшее содержание метана приурочено к песчаным пластам верхнеплиоценовых отложений (в среднем до 17,5 см<sup>3</sup>/л в глинистом растворе и до 12,5 см<sup>3</sup>/кг в керне), причем над сводами соляных куполов часто происходили интенсивные газовые выбросы. В отложениях палеогена и верхнего мела количество углеводородов в общем снижалось (в среднем до 5,3 и 6,8 см<sup>3</sup>/л), хотя в песках палеогена над куполами их содержание было весьма высоким (10—20 см<sup>3</sup>/л).

В число скважин, в которых изучался состав газов и органического вещества, входила Аралсорская сверхглубокая скважина СГ-1. Комплекс исследований позволил установить, что в триасовых и верхнепермских отложениях, вскрытых скважиной на глубинах 4,5—6,0 км, в условиях высоких температур (100—140°C) и при гидростатическом давлении (300—350 кгс/см<sup>2</sup>) присутствуют углеводородные газы, водород, азот, кислые и редкие газы (аргон и гелий). В условиях, при которых возможны процессы термокаталитического разложения органического вещества с образованием сложных углеводородов, были выделены три взаимосвязанные газовые зоны (водородно-азотная, сероводородно-азотная и метановая), которые тесно увязываются с составом рассеянного органического вещества (Войтов, 1969; Войтов, Гречухина, Левшунова, 1967). Высокое содержание углеводородных газов (до 1,4 см<sup>3</sup>/л), по-

явление в них тяжелых гомологов метана отмечалось в интервале 5500—5940 м.

В 1962—1964 гг. сотрудники ВНИПИНефть (А. Н. Гусев, В. И. Сидоров и др.) провели газометрическую съемку в 304 сейсмических скважинах по профилям, расположенным на левобережье р. Волги от г. Николаевки до г. Приморска. Концентрации углеводородных газов на площади колебались: содержание метана от нуля до  $18,836 \text{ см}^3/\text{л}$ , а тяжелых углеводородов—от нуля до  $0,451 \text{ см}^3/\text{л}$ , причем их весьма высокие концентрации были приурочены к определенным линиям — видимо разрывным нарушениям. Отмечено повышенное содержание метана и тяжелых углеводородов в пределах крыльевых склонов Кисловского подсолевого поднятия, где концентрации метана достигали значения  $0,36 \text{ см}^3/\text{л}$ , а тяжелых углеводородов —  $0,0827 \text{ см}^3/\text{л}$ .

В 1966 г. в северо-западной прибортовой части Прикаспийской впадины, на Краснокутской площади, НВНИИГГ были поставлены рекогносцировочные геохимические исследования, в процессе которых пробурено 63 скважины (средней глубиной 125 м). Анализ газосодержания в двух опорных геохимических горизонтах (пачка «подсыртовых» песков апшеронского яруса и подстилающий ее пласт темно-серых глин ачкагыла) позволил наметить на площади исследования три четких аномалийных участка: Ждановский, Южно-Константиновский и Хуторской, впоследствии названный Краснокутским выступом фундамента (рис. 9).

В пределах выделенных аномалий на следующий год были проведены более детальные газометрические работы (Коробов, 1969), которые подтвердили высокую газонасыщенность пород этих участков и уточнили их контуры. На Краснокутском выступе кристаллического фундамента поднятии с амплитудой  $0,5\text{—}0,6 \text{ км}$ , вытянутом вдоль борта впадины на  $20\text{—}24 \text{ км}$ , дополнительно пробурено 50 скважин, которые более достоверно установили перспективы для поисков газонефтяных залежей в северо-восточной части выступа. Некоторое подтверждение этому отмечается на Краснокутской скв. 1 (в  $1,5 \text{ км}$  юго-западнее аномалии), где наблюдались газопроявления из отложений карбона.

В пределах Ждановской площади пробурено 40 скважин, по которым в отложениях ачкагыла выявлено два участка повышенного газосодержания. Северный участок располагается у бортового уступа Прикаспийской впадины, а южный приурочен к прибортовой соляной антиклинали. Перспективность северного участка подтверждена промышленными притоками нефти и газа из подсолевых отложений карбона в скв. 6, 7, 11, 13 на Карпенском месторождении.

На Южно-Константиновской площади опробованы 40 скважин и было выделено три участка с повышенным газосодержанием на глубинах  $45\text{—}80 \text{ м}$  в ачкагыльских отложениях. Из них два участка, содержащие в основном метан, авторы считают сформированными за счет сингенетичных газов, а третий участок (в юго-запад-

ной части), приуроченный к сбросовой зоне, с концентрациями углеводородных газов ниже, чем в первых, за счет лучшего качественного состава газов (преобладают гомологи метана) относится к перспективным в нефтегазоносном отношении.

В течение 1968, 1969 гг. геохимическая партия треста Уральск-нефтегазразведка (А. Т. Сергеенко, А. И. Скоблик) провела газометрические исследования в 30—35 глубоких скважинах, расположенных в основном в междуречье рек Волги и Урала. Недостатки.

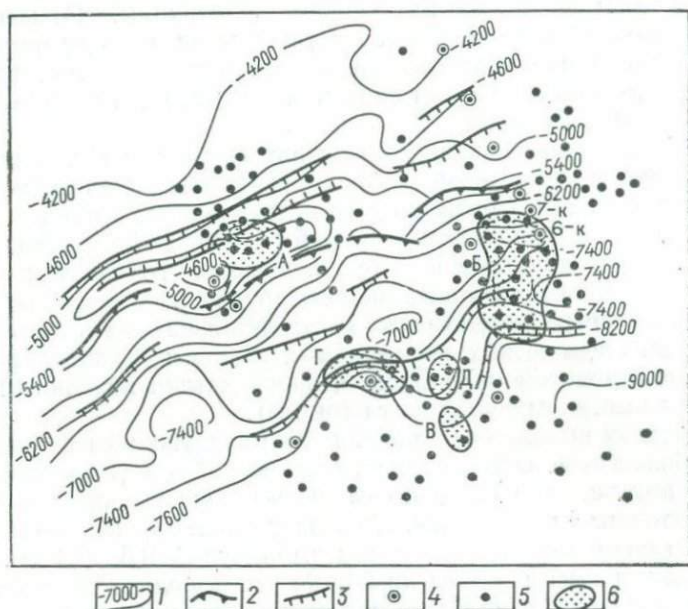


Рис. 9. Газовые аномалии в акчагыльских отложениях Краснокутской площади (по данным Д. С. Коробова, 1969 г.).

1 — изогипсы поверхности кристаллического фундамента; 2 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 3 — нарушения на поверхности фундамента; 4 — глубокие скважины; 5 — геохимические скважины; 6 — газовые аномалии

Площади: А — Краснокутская, Б — Ждановская, В, Г, Д — Южно-Константиновская

как методического характера (в пределах структуры изучались 1—3 скважины, в которых выборочно через 10 м исследовался только глинистый раствор в разных интервалах), так и в организации работ (в некоторых скважинах пробы отбирались нерегулярно и хранились по 5—6 месяцев, имелись случаи добавления в глинистый раствор в процессе бурения химических реагентов, мазута, солянки и др.), сильно сказались на работе партии. Однако на куполе Западный Нариман (площадь не считалась перспективной) по данным геохимических исследований проведены испытания и был получен непромышленный приток нефти из отложений средней юры.

С 1968 г. в юго-западной части Прикаспийской впадины (Астраханское Поволжье) геофизическая экспедиция НВНИИГГ (В. Ф. Лактюшина и др.) начала проводить газометрические работы в скважинах на Бугринской и Отраденской площадях.

Бугринская площадь располагалась в пределах одноименного глубоко погруженного купола, на территории которого пробурено 40 скважин, из них две с полным отбором керна. Результаты опробования керна показали, что устойчивые повышенные газосодержания в породах начинаются с глубины 80—90 м, где залегает первый от поверхности выдержанный водоносный горизонт в бакинских отложениях, над которым имеется глинистая покрывка, изолирующая его от зоны свободного газообмена. В этом горизонте над сводом купола наблюдались максимальные концентрации углеводородных газов (свыше  $5,0 \text{ см}^3/\text{л}$ ) и происходило постепенное снижение их концентрации к периферии купола (до  $0,04$  и даже  $0,003 \text{ см}^3/\text{л}$ ).

Вблизи свода купола была выделена аномалия, в пределах которой концентрация метана превышала  $10 \text{ см}^3/\text{л}$  при фоновом содержании метана  $0,1 \text{ см}^3/\text{л}$ . Аномалия по метану в плане совпадала с аномалией по сумме тяжелых углеводородов (концентрации  $0,001—0,002 \text{ см}^3/\text{л}$ , в 5 раз превышающие фоновые содержания —  $0,0002—0,0004 \text{ см}^3/\text{л}$ ). Высокие концентрации метана при низком содержании тяжелых углеводородов на Бугринском куполе объясняются наличием газовой залежи в триасовых отложениях. В пределах выявленных аномалий отношение этан/этилен  $> 2$  и уменьшилось до  $1,5$  на участках с фоновыми значениями.

Отраденская площадь расположена в 15 км южнее Бугринской и представляет собой скрытопрорванный купол, в котором газонефтяных залежей в мезозойских отложениях не встречено. Здесь пробурено 28 скважин глубиной 150 м, по разрезам которых фиксировались фоновые концентрации углеводородных газов (менее  $0,1 \text{ см}^3/\text{л}$ ) и лишь в восточной части выявлена зона повышенной концентрации ( $0,1—0,7 \text{ см}^3/\text{л}$ ), где с глубины 90 м содержание газов возрастало до  $1,4 \text{ см}^3/\text{л}$  (максимальное значение). Среди углеводородов преобладает метан, тяжелые углеводороды присутствуют в небольших количествах (от  $0,001$  до  $0,003 \text{ см}^3/\text{л}$ ).

Резкие отличия в газосодержаниях в опорном водоносном горизонте бакинских отложений на Бугринском куполе и на Отраденском куполе позволили приступить к газометрической съемке на других куполах Сарнинского прогиба. Газометрические работы в скважинах были проведены на десяти куполах (Юстинском, Колодезном, Халганском и др.), где наблюдалось дифференцированное распределение метана и его тяжелых гомологов. Почти на всех куполах наблюдались углеводородные аномалии в нижней части четвертичных отложений и в верхней части пород апшеронского яруса. Однако над Халганским куполом аномалия смещалась в межкупольную зону, что, видимо, связано с наличием экранированной залежи или отсутствием гидродинамической ловушки.

В дальнейшем газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту начала проводиться в пределах Астраханского погребенного (палеозойского) свода, где во всех без исключения скважинах отмечались высокие концентрации по метану и тяжелым углеводородам. Последнее заставило пересмотреть глубины геохимического опробования скважин: часть скважин углубляется в более древние породы, чем отложения апшерона.

Широкий комплекс геохимических исследований с целью поисков залежей нефти и газа в прибортовой зоне соляных куполов Волгоградского Поволжья, начиная с 1970 г., проводят сотрудники ВНИПИНефть (В. Н. Михалькова, В. Н. Яковлев, А. В. Цыганков, О. В. Колпаков, Г. М. Яриков и др.). В состав комплекса входят радиометрические (воздушные и наземные) и газобактериальные (по водоносчикам и приповерхностным отложениям) исследования и газометрическая съемка структурных (геохимических) скважин.

В результате аэрогамма-спектрометрических работ в западной части Прикаспийской впадины выделено 100 аномалий, которые подвергаются изучению наземными маршрутами. Последние были проведены только на 15 аномалиях (площадях), из которых две были рекомендованы для более детального изучения геохимическими нефтепоисковыми методами.

Газобактериальные исследования по грунтам и водоносчикам были проведены на территории общей площадью 12 тыс. км<sup>2</sup> на левобережье р. Волги в полосе от г. Волгограда (на юге) до пос. Приморский (на севере) и выделены многочисленные газовые и бактериальные аномалии (в количестве 51).

Площади совпадения аномального  $\gamma$ -поля и повышенных показателей по газобактериальным исследованиям (предпочтение отдается аномалиям, по тяжелым углеводородам и бактериям окисляющим пропан и бутан) после анализа ландшафтных условий и изучения неотектонических движений проверяются путем разбуривания специальных геохимических скважин.

За три года в прибортовой зоне Прикаспийской впадины геохимически опробована 231 структурная скважина. Глубина скважин 400—500 м, и они проходят сильно газонасыщенные горизонты апшеронских и ачкагыльских отложений.

По данным газометрической съемки на глубинах 200 и 400 м выделено 20 аномальных участков: по сумме тяжелых углеводородов и метану (15 участков) и по метану (5 участков). По размерам они меньше, чем газобактериальные аномалии, и их контуры часто не совпадают между собой (рис. 10).

Площади с наиболее контрастными аномалиями, выделенными по газометрическим работам, оцениваются как перспективные для поисков залежей нефти и газа и рекомендуются к проверке разведочным бурением. Бурение скв. 281 на Линченковской площади закончено с отрицательными результатами: при опробовании был получен только растворенный газ из вод волжского яруса верхней

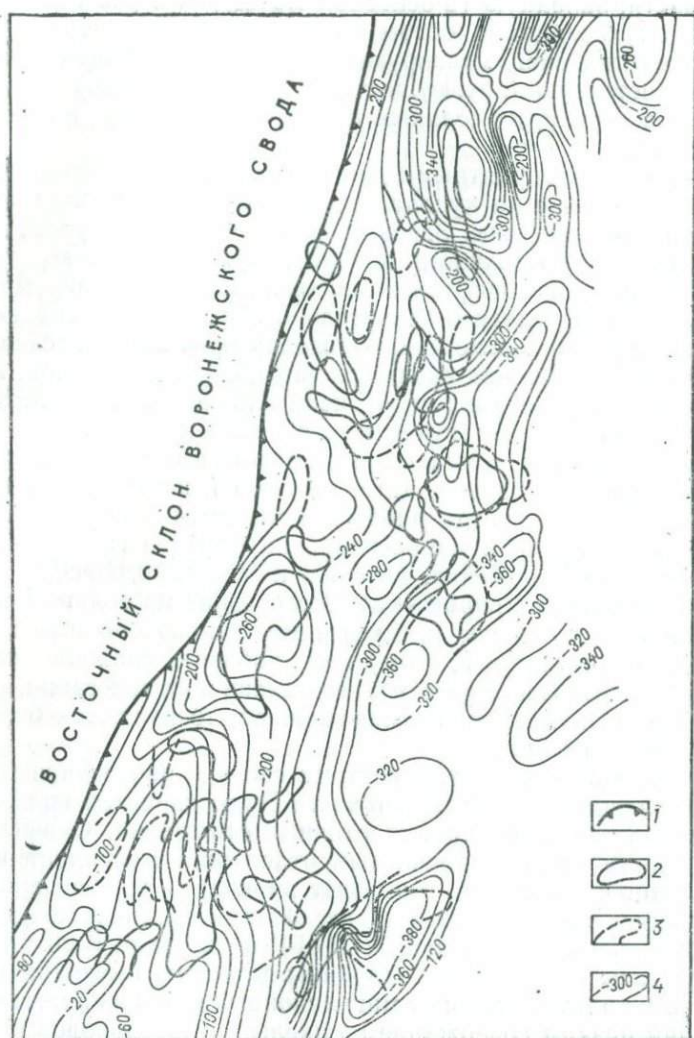


Рис. 10. Схема геохимических аномалий в прибортовой зоне Прикаспийской впадины (по материалам ВНИПИНефть).

1 — граница восточного склона Воронежского свода; 2 — контуры газобактериальных аномалий по грунтовой и водной съемке; 3 — контуры газовых аномалий на глубинах 300—500 м; 4 — изогипсы подошвы верхнеплёоценовых отложений

юры. В процессе проходки скв. 282 на Морозовской площади нефтегазопроявлений не отмечалось, хотя ее забой достиг глубины 5482 м.

По особенностям геологического строения поверхности Прикаспийской впадины, а следовательно, и по условиям проведения геохимических исследований территорию впадины можно разделить

на две части: западную (в основном междуречье рек Волги и Урала), покрытую мощным чехлом морских верхнеплиоценовых и четвертичных отложений, маскирующих сложное строение соляных куполов, и восточную (преимущественно Предуральское плато), где надсолевые структуры соляных куполов выведены на дневную поверхность.

Наиболее благоприятными для проведения геохимических поисков являются соляные купола, расположенные в восточной части Прикаспийской впадины. Здесь часто встречаются сбросы, доходящие до дневной поверхности, которые служат не только экраном для образования газонефтяных залежей, но и путями миграции углеводородов. Последнее значительно облегчает поиски нефтесодержащих куполов с помощью газобактериальных исследований в неглубоких скважинах вдоль основных сбросов куполов. Их геологическая интерпретация затруднена сложной геолого-геохимической обстановкой, существующей на соляных куполах.

Наличие пластов, обогащенных органическим веществом в отложениях сеномана, альба, апта, неокома и юры; присутствие угленосных пластов (иногда рабочей мощности) в породах апта и средней юры; микро- и макроскопления нефти и газа в коллекторах сеноманских, альбских, аптских, неокомских, юрских, триасовых, верхнепермских пород — все это создает на соляных куполах прихотливое и хаотичное распределение углеводородных газов по разрезу и по площади. К этому надо добавить сложное строение куполов в надсолевых породах и несогласие в их залегании, которые то создают пути миграции углеводородов, то являются барьерами на путях их движения.

С гораздо большими трудностями связано проведение геохимических исследований в западной части Прикаспийской впадины, где развиты мощные плиоцен-четвертичные отложения. Сильная газонасыщенность верхнеплиоценовых отложений маскирует влияние миграционных газов и не позволяет проводить газобактериальные исследования в горизонтах и водах, залегающих недалеко от дневной поверхности. Работами ВНИИЯГГ в дельте р. Волги установлено, что газы верхней зоны (глубины до 300 м) имеют биохимический генезис и отличаются от миграционных газов из нижележащих отложений низким содержанием тяжелых углеводородов и соотношением изотопов  $C^{12}$  и  $C^{13}$  (они обогащены легким изотопом  $C^{12}$ , что характерно для газов биохимического происхождения). Поэтому для получения надежных данных о нефтепоисковой геохимии необходимо бурить скважины до низов отложений верхнего плиоцена или до вскрытия палеогеновых и меловых пород.

Наряду с изучением газонасыщенности этих пород в скважинах необходимо проводить гидрогеологические исследования по водоносным горизонтам отложений мела и палеогена, что позволит более надежно определить перспективы нефтегазонасыщенности отдельных районов и куполов по данным газового и химического состава вод и упругости газов, растворенных в пластовых водах.

Применение геохимических поисков для выявления месторождений в подсолевом структурном комплексе возможно лишь во внешних прибортовых зонах Прикаспийской впадины, в Предуральском периклинальном прогибе, в Соль-Илецком блоке, а также в некоторых внутренних районах впадины.

Проведение геохимических методов для поисков залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины в основном связано с выяснением возможностей миграции углеводородных газов через соленосные отложения. В ненарушенном виде соленосные толщи в качестве региональной покрышки практически непроницаемы (коэффициент диффузии через соль примерно равен  $10^{-10}$  см<sup>3</sup>/с). Поэтому наличие в пределах впадины «сквозных мульд» — участков, где галогенные толщи полностью отсутствуют или наблюдаются их минимальные мощности, создает условия для вертикальной миграции углеводородов из подсолевых в надсолевые отложения.

## Глава V

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ИХ ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В пределах Волго-Уральской антеклизы выделяется несколько крупных тектонических элементов структур I порядка, которые имеют свою четкую структурную выраженность в рельефе кристаллического фундамента (в виде выступов) и частично в осадочном чехле. Это Башкирский и Татарский своды на севере территории, Жигулевско-Пугачевский и Оренбургский своды на юге. Своды разделены крупными синклиналиными структурами Бузулукской, Мелекесс-Абдулинской и Бирской впадинами. На юге расположена Прикаспийская впадина, на востоке — Предуральский прогиб. Докембрийский фундамент характеризуется широким развитием протяженных разломов, наиболее крупные из которых служат «швами» не только отдельных блоков в пределах крупных структурных единиц, но и дизъюнктивными границами структур I порядка. Такие разломы обрамляют Татарский свод и Мелекесс-Абдулинскую впадину, образование которой фактически и произошло за счет системы глубоких разломов. Разломы прослеживаются по периферии Оренбургского свода и Предуральского прогиба.

В центральной части района имеется крупная широтная Мелекесс-Абдулинская впадина, которая на западе резко сужается и возможно имеет центриклинальное окончание, а на востоке — открывается в Предуральский передовой прогиб. Глубина залегания фундамента впадины по данным сейсморазведки в центре впадины (район пос. Абдулино) достигает 6 км. Южнее Мелекесс-Абдулинской впадины расположен Оренбургский свод, который вытянут

диагонально с северо-запада на юго-восток и имеет несколько локальных вершин изометрической формы с глубиной залегания фундамента 3—3,5 км (Шарлыкский, Чернозерский и другие выступы). Большинство месторождений приурочено к крупным сводам или их бортовым частям. Внутри крупных структурных элементов расположение нефтяных и газовых месторождений обусловлено особенностями строения самих зон.

На структурах I порядка сравнительно часто отмечается четкая унаследованность в развитии структурного плана, причем, как правило, вдоль крупных региональных разломов фундамента сформировались линейные дислокации II порядка в осадочном чехле в виде валов, объединяющих брахиантиклинальные или линейно-вытянутые поднятия III порядка. Среди таких линейных дислокаций в первую очередь можно назвать Жигулевский, Большекинельский, Малокинельский и другие валы. Валообразные поднятия приурочены преимущественно к краевым частям сводов или бортовым частям впадин. Располагаясь по периферии сводов или в бортовых частях впадин, валы прослеживаются почти по всему разрезу осадочного чехла от древних рифейских образований до мезозойских включительно.

Следует заметить, что в зоне линейных дислокаций нередко фиксируются неотектонические движения, особенно интенсивные на Большекинельской и Жигулевской дислокациях, в зоне структур, обрамляющих Соль-Илецкий блок и др.

Локальные структуры — поднятия III порядка на большей части территории представлены брахиантиклиналями, характеризующимися в плане овальной формой и очень пологими углами падения. Амплитуда таких поднятий составляет 20—30 м. Лишь в пределах линейно вытянутых валообразных поднятий амплитуда структур III порядка увеличивается до 50 и даже до 100 м. Примером последних могут служить Мухановская, Дмитриевская, Оренбургская и другие антиклинальные структуры. Среди структурных элементов III порядка необходимо отметить обширные пологие структуры положительного знака типа Ромашкинского поднятия. Эта уникальная структура имеет овальную форму и в плане соответствует центральной части Альметьевской вершины Татарского свода. Несколько меньше по размерам, но не сопоставимыми по размерам с брахиантиклиналями являются Новоелховская, Бавлинская, Арланская и другие структуры. Длина таких структур составляет 30—80 км, иногда даже достигает порядка 100 км, при ширине 10—18 км.

В Предуральском прогибе развиты структуры кинзебулатовского типа, которые отличаются от платформенных поднятий большей крутизной крыльев с углами падения пород до 60—70°. Они нарушены сетью дизъюнктивных нарушений, причем не только сбросами, но и взбросами с амплитудой смещения горизонтов от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Длина складок колеблется от 2—3 до 10—14 км, а ширина составляет 1,5—3 км.

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне в настоящее время известно около 500 нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений. Основную часть из них составляют нефтяные и нефтегазовые месторождения. Газовых месторождений известно около 50. В пределах бассейна насчитывается 50 продуктивных горизонтов, которые находятся в промышленной эксплуатации. Нефтяные и газовые горизонты приурочены к очень широкому возрастному интервалу разреза осадочного чехла, начиная от эйфельского яруса девона до казанского яруса перми. Основные запасы нефти и газа приурочены к породам девонского, каменноугольного и пермского возраста. Среднедевонские продуктивные горизонты приурочены в основном к терригенным прослоям (песчаникам, алевролитам), верхнедевонские и каменноугольные — к карбонатным породам и песчаникам, а пермские — к песчаникам, известнякам и доломитам.

Залежи нефти и газа в своем большинстве относятся к сводовому типу, но встречаются также литологические, стратиграфические, тектонически экранированные залежи. В Предуральском прогибе развиты залежи массивного типа, приуроченные к рифогенным известнякам.

Зона распространения рифогенных массивов приурочена к западному склону прогиба, простираясь от г. Ишимбай до г. Мелеуз. Массивы имеют овальную форму и в диаметре редко превышают 5—6 м.

Начало применения геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений относится к 1934 г., когда впервые была поставлена газовая съемка на Салиховской площади Предуральского прогиба. Широкое опробование геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений в пределах регионов относится к началу 40-х годов. Работы носили экспериментальный характер. Они в значительном объеме концентрировались на эксплуатируемых месторождениях и постепенно начали проводиться на площадях до постановки глубокого бурения с поисковой целью. Первоначально это были в основном газовые съемки, в процессе которых выявлялись газовые аномалии в подпочвенных образованиях (рис. 11).

В последующем геохимические исследования постепенно модернизировались. Начиная с 1943 г. круг определяемых ингредиентов расширился за счет микрофлоры грунтов и битумных проявлений, изучавшихся одновременно с газовой фазой. В начале 50-х годов начали применять газобактериальные исследования водоисточников, что явилось важным этапом в развитии геохимических поисков нефти и газа.

К настоящему времени этими исследованиями покрыта площадь, составляющая примерно четвертую часть территории Волго-Уральского нефтеносного бассейна. Конкретно геохимические поиски проведены на территории: Токмовского свода (точнее его восточной части), Татарского, Жигулевско-Пугачевского и Орен-

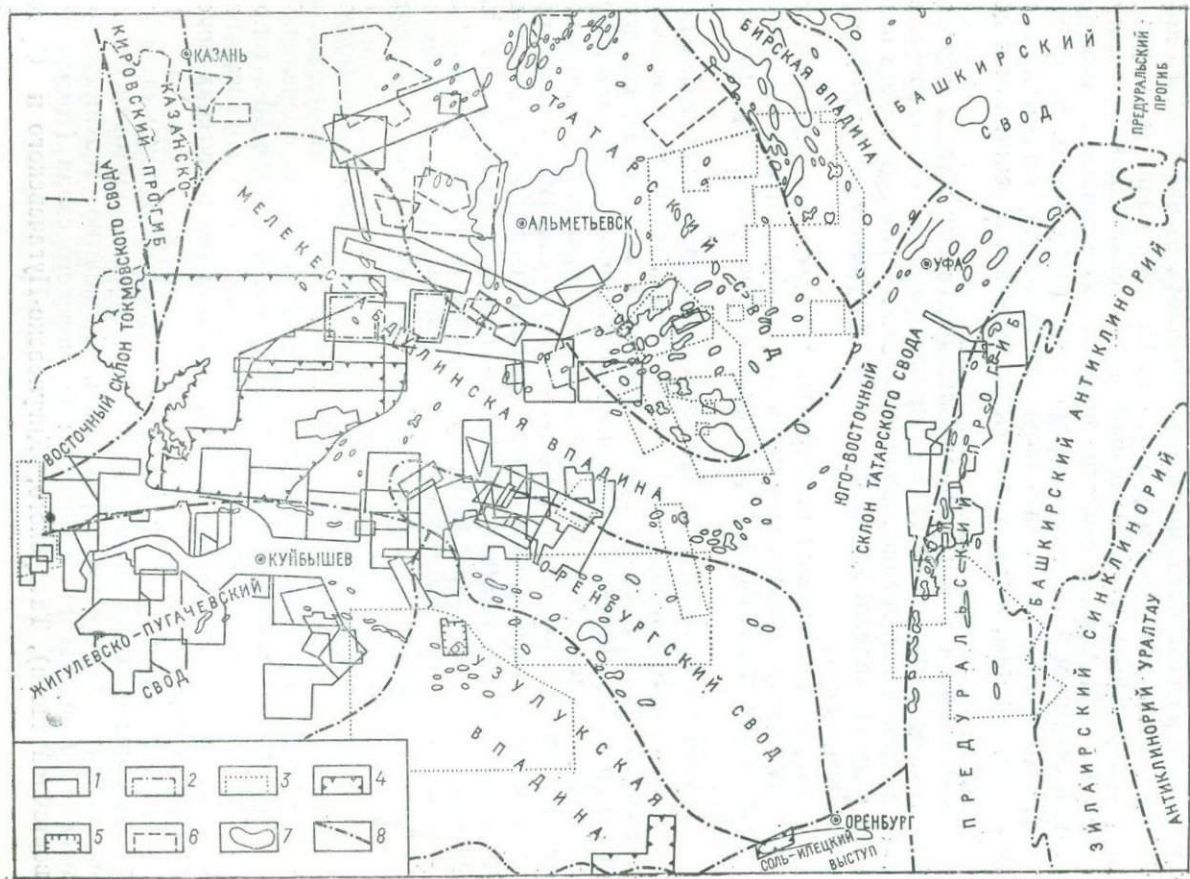


Рис. 11. Схема геохимической изученности юго-востока Русской платформы. Составили В. А. Демидов, Л. М. Гальцова, Е. Л. Голандская по материалам ВНИИГНИ, ВНИИГаз, ВНИИЯГГ, ВО ИГиРГИ, 1971 г.

Съемки: 1 — газовая, 2 — газобактериальная по грунтам, 3 — газобактериальная по водоносчикам, 4 — газогидрохимическая, 5 — газометрическая, 6 — радиогеохимическая, 7 — нефтяные и газовые месторождения, 8 — границы тектонических элементов

бургского сводов, Соль-Илецкого блока, Предуральского прогиба, Мелекес-Абдулинской и Бузулукской впадин и частично в пределах бортовой части Прикаспийской впадины.

Геохимические исследования выполнялись при неглубоком отборе проб (2—3 м) с применением вакуумных ртутных и ртутно-циркуляционных приборов. Газовые аномалии фиксировались как по содержанию метана, так и по тяжелым углеводородам, входившим в состав так называемой «тяжелой фракции». Присутствие закиси азота в составе «тяжелой фракции» нередко затрудняло локализацию углеводородных ореолов, приуроченных к залежам нефти и газа.

Геохимические аномалии на юго-востоке Русской платформы часто имели в плане кольцевую форму, иногда несколько смещаясь к периклинальной части структур и оконтуривая площадь залежи в виде полудуг. Отмечались также газовые аномалии изометрической формы, полностью или частично совпадающие в плане (рис. 12) с углеводородными скоплениями на глубине.

Несмотря на сравнительно удовлетворительное отображение по данным приповерхностной газовой съемки углеводородных залежей на глубине, использование геохимических методов для поисков нефтяных и газовых залежей проводилось длительное время в ограниченном объеме. В этом отношении сказались низкий уровень технического проведения полевых и лабораторных работ, слабая статистическая подготовка материалов и недостаточно глубокая их геологическая интерпретация.

В пределах Татарского свода газовая съемка была проведена в 1939—1945 гг., когда его территория в отношении нефтегазоносности оставалась слабо изученной. В то время были известны лишь некоторые антиклинальные структуры по одному из маркирующих горизонтов верхней перми. Некоторые из них удовлетворительно отразились в аномалиях газовой съемки, проводившейся путем анализа почвенного воздуха на ртутных приборах. За этот период были исследованы площади: Чистопольская, Чистопольско-Нижекамская, Елабужская, Борская, Салаушская, Черемшанская, Шенталинская, Бугульминская, Сходневская и др.

Геохимические исследования в пределах Татарского свода, в первую очередь, показали, что в целом район характеризуется повышенными фоновыми значениями углеводородов и низкой контрастностью аномалии, что, по-видимому, обусловлено более глубоким залеганием продуктивных горизонтов по сравнению с другими районами. Газовые аномалии по тяжелой фракции были зафиксированы почти на всех изученных площадях и на некоторых из них в дальнейшем был выявлен ряд крупных нефтяных месторождений: в пределах Шугуровской газовой аномалии были открыты Шугуровское и Ойкино-Алтуниинское месторождения нефти, в пределах Аксубаевской аномалии — Демкинское, Аксубаево-Мокшинское, Кутушское и Енорускинское месторождения и в зоне Черемшан-

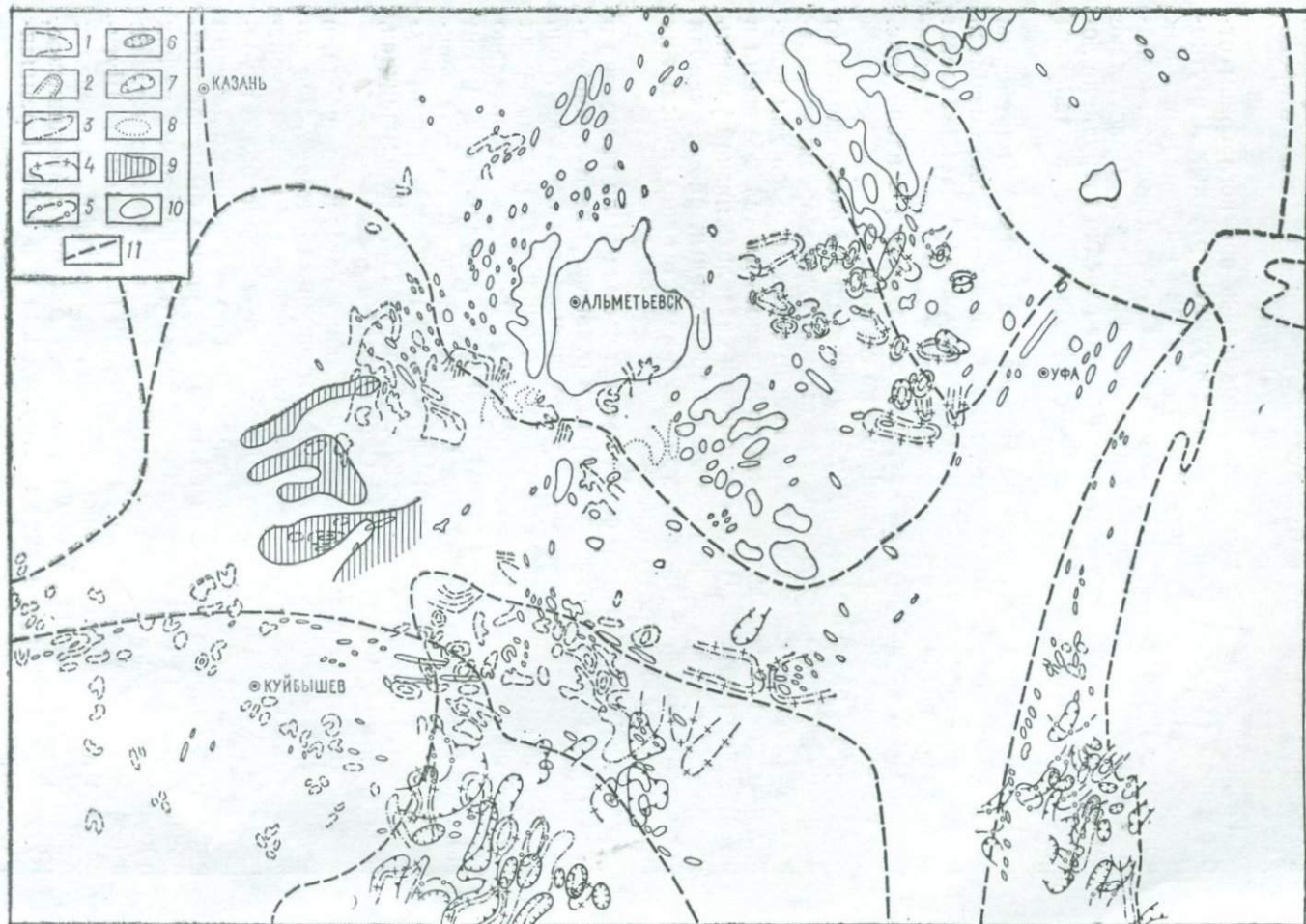


Рис. 12. Схема сопоставления геохимических аномалий, нефтяных и газовых месторождений на юго-востоке Русской платформы. Составили: В. А. Демидов, Л. М. Гальцова, Е. Л. Голандс кая по материалам Башнефть и Куйбышевнефть, Оренбургского геологического управления, треста Татнефтегазразведка, ВНИИГНИ, ВО ИГРГИ, ВНИИГ аз, ВНИИЯГТ, 1971 г.

1 — газозалежные аномалии по сумме тяжелых углеводородов; участки распространения бактерий: 2 — метан- и пропанооксиляющих, 3 — пропаноксиляющих, 4 — бутанооксиляющих, 5 — метанооксиляющих; участки обнаружения: 6 — метана (свыше 0,15%), 7 — тяжелых углеводородов; 8 — участки интенсивного развития углеводородной микрофлоры (свыше 20% вкл 20 усл. ед.); 9 — контуры геохимических аномалий по соленому составу; 10 — нефтегазоносные антропогенные структуры и рифы; 11 — границы тектонических элементов первого порядка.

ской аномалии — Черемшанское, Чегодайское и Сотниковское нефтяные месторождения. Следовательно, газовая съемка в известной мере способствовала разведке месторождений Татарского свода.

В 1953, 1954 гг. Туймазинская геохимическая экспедиция НИИГР провела исследования на Серафимовском нефтяном месторождении, где под руководством М. И. Субботы был применен сравнительно широкий комплекс геохимических исследований, включавший: почвенно-геохимические, люминесцентно-битуминологические, газокерновые и сорбентный методы. В результате работ был сделан вывод, что месторождения Туймазинского типа не выявляются этими методами, что объяснялось в первую очередь отсутствием разрывных нарушений в осадочном чехле и интенсивным газообменом верхней толщ отложений с атмосферой, примерно до 20 м, а также существованием бактериального фильтра в пределах указанных глубин.

В 1956—1958 гг. силами газобактериальной экспедиции в пределах Татарского свода и частично Бирской впадины проводились газометрия промысловой жидкости взрывных и поисково-разведочных скважин и газобиохимическое изучение подземных вод.

Газобиохимические исследования по водоисточникам сначала проводились на Туймазинской, Серафимовской, Шкаповской и других площадях, где были известны нефтяные залежи. В отличие от грунтовых съемок на указанных выше продуктивных площадях были выявлены локальные аномалии.

Наиболее информативными показателями на структурах туймазинского типа оказались: повышенное содержание метана и зоны скопления пропанооксиляющих бактерий в подземных водах верхнепермских отложений. Положительные результаты применения метода на указанных площадях позволили начать более широкое его опробование.

В 1959, 1960 гг. газобактериальные исследования были поставлены на Кармалы-Губеевской, Шаран-Бакалинской и Черносанско-Чишминской еще неразведанных площадях.

Газометрические работы в части выделения газовой фазы проводились с применением термовакuumного десорбера газобактериальной экспедиции (ГБЭ). Микробиологические исследования заклю-

чались в определениях бактерий, окисляющих метан, пропан, гексан и частично этан и бутан. В пластовых водах, кроме того, изучались сульфатовосстанавливающие и денитрифицирующие микроорганизмы.

За период с 1957 по 1960 г. был выполнен большой объем этих работ: общая площадь, покрытая газобиохимическими исследованиями, составляла 180 450 км<sup>2</sup>, причем экспериментальные работы были проведены на площади 450 км<sup>2</sup>. Пробы отбирались из водо-

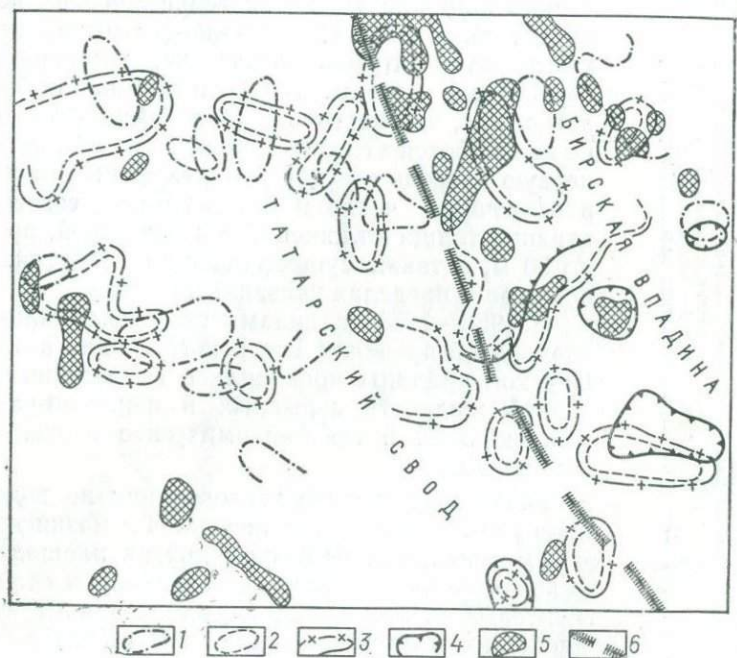


Рис. 13. Схема сопоставления нефтяных и газовых месторождений с газобиохимическими аномалиями Дюртюли-Чекмагушского района. Составили В. А. Демидов, Л. М. Гальцова, Е. Л. Голандская, 1971 г.

Участки распространения: 1 — метаноокисляющих бактерий, 2 — пропаноокисляющих бактерий, 3 — бутаноокисляющих бактерий; 4 — участки обнаружения тяжелых углеводородов; 5 — нефтяные месторождения; 6 — границы крупных тектонических структур.

носных горизонтов, заключенных в отложениях казанского и уфимского ярусов верхней перми, а также из грунтовых вод четвертичного возраста.

В результате работ в Дюртюли-Чекмагушском районе были выделены газовые и газобиохимические аномалии, часть из которых впоследствии подтвердилась открытием нефтяных залежей (рис. 13).

Так газобиохимическая аномалия в районе пос. Нижне- и Верхнетроицкое, приуроченная к структуре, установленной по данным геофизических исследований, подтвердилась в дальнейшем откры-

тием Троицкого нефтяного месторождения в девонских отложениях; на территории Шкаповского месторождения был уточнен контур нефтеносности в районе пос. Шарлык. В Шаран-Бакалинском районе, где газобioхимические исследования проводились параллельно с разведочным бурением, был выявлен ряд аномалий по углеводородным газам и бактериям, их окисляющим. При сопоставлении одной из аномалий выявилось ее совпадение с локальным непромышленным скоплением нефти и газа в отложениях артинского яруса. Такие совпадения в отдельных случаях создавали затруднения для поисков глубоко залегающих месторождений промышленного значения в карбоне и девоне.

За период с 1962 по 1964 г. в пределах Татарского свода геохимические исследования проводились первоначально для решения ряда методических задач. С этой целью велись радиометрические, микробиологические и металлометрические исследования под общим названием радиогеохимического комплекса работ. Результаты радиогеохимических исследований по мере их выполнения учитывались при составлении рекомендаций для постановки глубокого бурения. По заключению Казанской геофизической экспедиции выданные рекомендации положительных результатов в большинстве случаев не дали. В небольшом объеме велись исследования по изучению природы радиогеохимических аномалий над известными нефтяными месторождениями. Была сделана попытка обобщения результатов радиогеохимических работ. По мнению исполнителей этой работы, не достигнута ясность в трактовке природы радиогеохимических аномалий, которая по-прежнему остается спорной. Отсюда, выбранный экспедицией комплекс радиохимических исследований нуждается в уточнении.

За период с 1962 по 1968 г. в пределах Татарского свода и прилегающих районах радиогеохимические исследования проводились на шести участках в различных геолого-структурных условиях — Бондюженском, Ямашинском, Тарлашинском, Актанышском, Байсаровском, Новошешминском, Дигитлинском, Кирменском и Алан-Полянском.

Радиогеохимические исследования были слишком перегружены различными видами работ и сопровождались огромными объемами аналитических определений. Это безусловно усложняло производство работ и потребовало значительных затрат. Для более полного понимания методических вопросов проведенных исследований остановимся только на одном исследованном участке — Бондюжском, где получены наиболее интересные результаты.

В пределах этого участка расположено одноименное месторождение нефти, приуроченное к так называемой структуре «сквозного» типа, т. е. фиксируемой как на поверхности фундамента, так и по всем горизонтам осадочного чехла. Нефтяные залежи имеются в песчано-алевролитовых пластах пашийского и кыновского горизонтов девона.

На Бондюжском поднятии проводились радиометрическая и

микробиологическая съемки и литологическое картирование, а на четырех участках была проведена эманационная съемка, измерен окислительно-восстановительный потенциал и отобраны пробы для определения радиоактивных элементов, а также марганца, хрома, титана, ванадия, никеля, кобальта и различных форм серы. Параллельно изучалась радиоактивность всего разреза осадочных пород по  $\gamma$ -каротажу глубоких разведочных и эксплуатационных скважин.

В результате исследований на Бондюжском поднятии была вы-

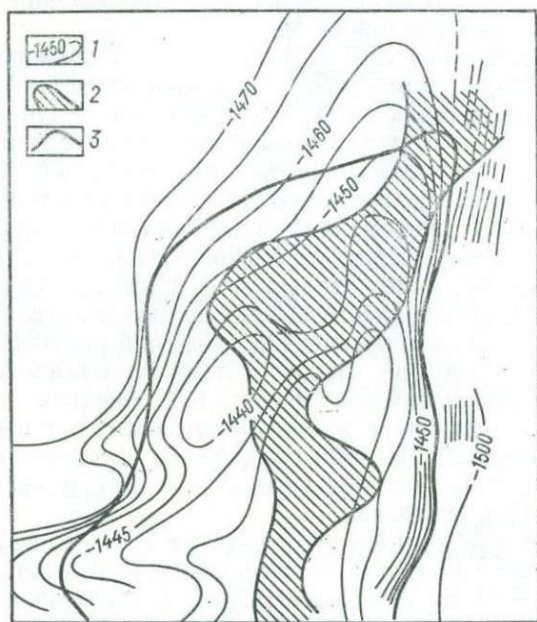


Рис. 14. Схема сопоставления структурной карты по кровле терригенных отложений девона, радиометрической аномалии и контура нефтеносности Бондюжского месторождения (по данным объединения Татнефть и Казанской геофизической экспедиции).

1 — изогипсы кровли терригенного девона; 2 — контур пониженной радиоактивной аномалии; 3 — контур нефтеносности.

явлена положительная радиометрическая аномалия, которая располагалась внутри контура нефтеносности (рис. 14). По данным микробиологических анализов над Бондюжским месторождением также фиксируется возрастание содержания углеводородокисляющей микрофлоры.

В результате анализа всего комплекса, определенного по Бондюжскому поднятию, не была установлена причина образования зоны пониженной радиоактивности над месторождением. Вместе с тем было высказано предположение, что аномалия может быть обусловлена неотектоническими движениями.

Кроме Бондюжской структуры, на Татарском своде отмечено также снижение радиоактивности в подпочвенных образованиях в пределах Ямашинского, Тавельского и Холодно-Ключевского месторождения, за счет чего фиксируется единая зона пониженной радиоактивности, разделенная локальными участками проявления относительно повышенной радиоактивности. На большей части этих площадей выявлены зоны развития пропан- и бутанокисляющих бактерий. Изучение литологического состава пород с использованием гранулометрического анализа оказалось неперспективным.

На территориях Мелекесс-Абдулинской впадины, Казанско-Кировского прогиба и восточной части Токмовского свода проводились газовая съемка, газобактериальная съемка по грунтам и водным источникам, газогидрохимическая и частично радиогеохимическая съемка: преобладали три вида геохимических работ — газогидрохимическая, газовая и газобиохимическая съемки. Газогидрохимическая съемка проводилась в 1953—1969 гг. сотрудниками КуйбышевНИИ НП для региональной оценки перспектив нефтегазоносности новых площадей. Работы основывались на изучении в водах первого от поверхности водоносного горизонта солевого состава вод (водносолевая съемка), водорастворимого газа (водногазовая съемка) и воднорастворимого битума (воднобитумная съемка).

В результате исследований солевого состава в пределах отдельных участков установлена аномальность солевого состава вод, что связано с подтоком напорных вод палеозоя. Аномалии по солевому составу выделялись в виде обширных зон и, как правило, плохо сопоставлялись с отдельными поднятиями и месторождениями. Они часто совпадали с тектоническими валами, которые в рельефе трансформируются речными долинами: Сокские аномалии, аномалии вдоль долины р. Кондурчи, зона солевых аномалий, совпадающая с группой поднятий — Винтайский, Задельненский и Сергуновский. Наличие подтока глубинных вод свидетельствует о возобновлении активности локальных участков в неотектонический этап развития, что создает благоприятные предпосылки для аккумуляции углеводородов. В Сергиевском районе М. И. Зайдельсон (1968) выделил несколько локальных поднятий, благоприятных для формирования залежей нефти и газа — Пичерское, Чекалинское, Надеждинское, Островское и др. В результате исследований воднорастворимого газа было выявлено несколько аномальных участков, где в водах содержание метана составляло 0,05—1,23%, а сумма тяжелых углеводородов местами достигала 0,15%. На основании съемки, выполненной М. И. Зайдельсоном и другими исследователями, были рекомендованы к постановке глубокого бурения следующие поднятия: Калининское, Булькуновское, Тонгайское, Южно-Узюковское, Северо-Каменское и Новобуянское.

В Мелекесс-Абдулинской впадине съемка проводилась с 1941 по 1954 г. Работы выполнялись сотрудниками спецконторы Нефтегазосъемка, а в дальнейшем Волжской геохимической экспедицией ВНИГНИ. Газовая съемка была проведена на Бугурусланской,

Похвистневской, Нурлатской, Кошкинской, Сергиевской, Никольской, Сызранской, Новодевиченской и Узюковской площадях. На Нурлатской площади одновременно с газовой съемкой выполнялась и газобактериальная съемка по грунтам. В результате геохимических исследований были выявлены аномальные зоны на Нурлатской, Байтуганской, Сергиевской и других площадях. Степень контрастности аномалий (по тяжелой фракции), как правило, составляла 1,5—1,8 и редко превышала 2. Аномалии были нередко смещены относительно площади месторождений и по размерам во много раз превышали их. Лишь на единичных площадях фиксируется сравнительно отчетливо совпадение границ аномалий с контурами месторождений, что можно отметить в отношении Байтуганской, Нижнеаманской, Ташлинской и Султангуловской продуктивных площадей. Газобактериальная съемка по грунтам и водонесущим и частично радиогеохимическая съемка выполнены в незначительных объемах. В частности, газобактериальные съемки позволили установить относительно крупные газобиохимические аномалии на Нурлатской, Шенталинской и Измайловской и Зыковской площадях. Эти аномалии, как правило, были значительно шире площади самих месторождений, что было обусловлено недостаточно строгой статистической обработкой материалов и сравнительно небольшой глубиной зондирования.

В Предуральском прогибе (в пределах Башкирии) впервые геохимические исследования были проведены в 1934 г., когда В. А. Семекалиным и П. И. Кругляковой выполнялись опытные газосъемочные работы в Ишимбаевском районе на Западном, Восточном и Усянкуловском рифовых массивах.

В итоге этих работ выделены зоны повышенных содержаний углеводородов в районе промыслов у д. Аллогуватово и над Западным массивом зафиксирована кольцевая аномалия — низкие концентрации непосредственно над рифогенным массивом.

В 1940 г. газовая съемка под руководством В. А. Соколова, Г. М. Кузьминой и А. И. Аверкиной проводилась южнее Ишимбаевского массива в районе пос. Аллакаево, Юлдашево и др., где было выявлено несколько локальных аномальных участков к востоку и частично к западу от этой площади.

В 1941 г. газосъемочные работы под руководством Г. М. Кузьминой и А. А. Геодекяна были продолжены. Они выявили в Малобайковской мульде крупную аномалию, трактовка природы которой различными авторами давалась по-разному. В частности, М. И. Суббота эту аномалию считал ложной. Однако дальнейшее изучение Байковской аномалии способствовало открытию нового типа нефтяных месторождений кинзебулатовского типа, так как для ее оконтуривания был пробурен профиль скважин, одна из которых и выявила крыло ранее неизвестной структуры. Дальнейшее бурение установило наличие Кинзебулатовской антиклинальной структуры с промышленным скоплением нефти.

В 1942 г. газосъемочные работы были поставлены под руковод-

ством Г. М. Кузьминой, М. И. Субботы и Н. М. Лапшина на Богданово-Ивановском, Кинзебулатовском, Татьяновском, Покровском и Шихановском участках, расположенных на смежных от Ишимбаевского промысла площадях. В итоге этих исследований выявлен ряд пятнистых, довольно нечетких по своей контрастности газовых аномалий, природа которых трактовалась неоднозначно.

В 1943, 1944 гг. под руководством М. И. Субботы была поставлена комплексная опытно-методическая съемка с применением новых баритовых приборов на Ишимбаевском рифогенном массиве. В этих исследованиях и обработке полученных материалов участвовала большая группа специалистов во главе с Н. А. Еременко и В. С. Котовым и др. Работы позволили выявить ряд мелких газовых аномалий, которые рассматривались как недостаточно обоснованные для практических рекомендаций.

В период 1934—1944 гг. газосъемочными работами в Предуральском прогибе было установлено два типа аномалий. Один из них — ишимбаевский — отличается невысокой контрастностью и пятнистым рисунком, другой — кинзебулатовский — характеризуется большей контрастностью показателей и линейной конфигурацией.

В целом геохимические исследования подтвердили возможность их применения при поисках залежей нефти и газа в рифогенных массивах и особенно на антиклинальных складках кинзебулатовского типа.

Ввиду того, что площади, которые считались в те годы перспективными для поисков нефти и газа были покрыты газовой съемкой, геохимические исследования в Предуральском прогибе были временно прекращены. В дальнейшем они проводились на отдельных площадях с опытно-методической целью и несколько позднее для отработки комплекса прямых методов.

Так, в 1952 г. М. И. Суббота и В. С. Котов на Татьяновской площади провели газовую съемку, в результате которой выявлена по тяжелым углеводородам слабоконтрастная аномалия.

В 1965 г. ВНИИЯГГом на Грачевском рифогенном массиве, где известно месторождение нефти, в комплексе с ядерно-геофизическими методами были выполнены геохимические исследования (А. К. Берзин, Д. М. Сребродольский и др.). В тот же период здесь Р. Д. Тукманкиной была проведена газометрическая съемка сейсмических скважин на более широкой площади и выявлены кольцевая аномалия по метану и несколько аномалийных участков по тяжелым углеводородам. Однако провести однозначную интерпретацию полученных материалов было затруднительно.

В 1962 г. в Предуральском прогибе ВНИИЯГГом проведена газобиохимическая съемка (Г. А. Могилевский, Ю. Н. Лисицына) на Юмагузинско-Воскресенской площади. Съемкой охвачены как рифогенные массивы (Канчуриновское, Кумертаузовское, Ермолаевское и др.), так и структуры кинзебулатовского типа (Воскресенская, Волостновская, Саратовская и др.), большинство из которых до постановки газобиохимических работ были уже известны как неф-

тные месторождения. Эти исследования позволили выделить по микрофлоре в первом водоносном горизонте ряд аномалий (по метанокисляющим и пропаноокисляющим бактериям), которые, однако, по размерам и по простиранию не всегда соответствовали известным месторождениям, что объясняется сравнительно редким расположением на местности водоисточников. Весьма четкая аномалия по данным грунтовой съемки получена по тяжелым углеводородам и пропан-бутановым бактериям на площади Воскресенского нефтяного месторождения. Зона повышенных показателей приурочена к восточному крылу, осложненному сбросом.

В пределах Жигулевско-Пугачевского и Оренбургского сводов газовая съемка начала проводиться в 1939 г., но особенно в больших объемах геохимические исследования проводились в период с 1941 по 1954 г., когда была организована Средневожская геохимическая экспедиция спецконторы Нефтегазосъемка, а в дальнейшем ВНИГНИ. За указанный период Средневожская экспедиция провела исследования на 50 объектах, общая территория которых превышала 33 тыс. км<sup>2</sup>.

Газовая съемка часто сопровождалась газобиохимическими исследованиями по грунтам и реже по водоисточникам, а также гидрохимической съемкой, съемкой почвенносолевой, термобитумной, водногазовой, радиометрической, люминесцентно-битуминологической и съемкой по окислительно-восстановительному потенциалу. Большинство из дополнительно применявшихся видов геохимических исследований не имели самостоятельного значения. Информативность большей части показателей, применявшихся в комплексе с газовой съемкой, оказалась весьма слабой. По этой причине вскоре были исключены из комплекса прямых геохимических методов термобитумная, пирогенетическая и почвенносолевая съемка и съемка методов ОВП.

За период с 1941 по 1954 г. в результате проведения газовой съемки в пределах Жигулевско-Пугачевского и Оренбургского сводов было выявлено около 100 довольно контрастных аномалий как по сумме углеводородов, так и по сумме тяжелых углеводородов. Среди выявленных аномалий распространены следующие: 1) аномалия в плане удовлетворительно соответствует площади месторождения (Зольное, Яблоневский Овраг, Березовское и др.); 2) аномалия, в которой максимальные содержания углеводородов, приурочена к крыльям и частично периклиналям месторождений (Карлово-Сытовское, Нижнеаманское, Тверское и др.); 3) аномалия в плане не соответствует площади месторождения (Покровская, Нижнекарловская, Бугурусланская и др.); 4) аномалия, размеры которой во много раз превышают площади месторождения.

После прекращения геохимических съемок в пределах Жигулевско-Пугачевского и частично Оренбургского сводов был открыт ряд месторождений. Это позволило проанализировать эффективность геохимических съемок, что сделали М. И. Зайдельсон, Н. А. Копрова и др. (Зайдельсон, Вайнбаум, Копрова, 1967). Они устано-

вили, что из 25 месторождений на десяти были получены довольно четкие газовые аномалии в виде прямого или кольцевого эффекта. Месторождения приурочены к различным тектоническим зонам и глубинам от 300—500 до 2000—3000 м. Наибольшая эффективность геохимических методов отмечалась в районах с наименьшей глубиной залегания газоотдающих источников, что позволило М. И. Зайдельсону, С. Я. Вайнбаум и Н. А. Копровой (1967) сделать вывод: газовая съемка эффективна только в сферах неглубокого (500—1000 м) залегания газовых и нефтяных залежей. Накопленный материал по юго-востоку Русской платформы позволяет считать указанное ограничение неоправданным. Фактически от залежей нефти и газа, расположенных на глубинах 2000—2500 м и более, довольно часто в приповерхностной зоне фиксируются газовые аномалии, но с меньшей степенью контрастности и более расплывчатыми границами выделенных зон. В этой связи следует заметить, что не только глубина залегания источника диффузии определяет конфигурацию аномалии вблизи поверхности, но и ряд факторов приповерхностного происхождения (сингенетичные процессы генерации углеводородов, направление стока водоносных горизонтов и особенности их гидрогеологического режима).

В пределах Жигулевско-Пугачевского свода в настоящее время довольно широко применяются газогидрохимическая съемка и изучение газонасыщенности глубинных водоносных горизонтов.

В 1965 г. комплексная гидрогеохимическая съемка была проведена в северной части Кинель-Черкасского района на площади 1500 км<sup>2</sup> как на известных месторождениях — Семеновском, Шумаркинском, Сидоровском и другим, так и на нефтегазоперспективных участках.

В 1966, 1967 гг. опытно-методические исследования на площади в 7700 км<sup>2</sup> велись под руководством М. И. Зайдельсона (1968). Им было отмечено, что территория благоприятна для проведения газогидрохимических съемок: большое количество водопунктов, отсутствие мощных глинистых и сульфатных экранов в верхней части осадочной толщи и др.

В 1966 г. сотрудниками КуйбышевНИИ НП (Зайдельсон и др., 1967) велась комплексная геохимическая съемка на юго-востоке Жигулевско-Пугачевского свода (3000 км<sup>2</sup>) и выявлено шесть аномальных участков: Тверской, Широкинский, Дмитриевско-Озерный, Новопавловский, Чагринский и участок в районе совхоза имени В. И. Ленина. Проведенные исследования установили над нефтяными месторождениями сравнительно контрастный гидрохимический эффект в виде аномалийного содержания углеводородов в воднорастворенном газе, а также и в химизме вод (появление вод хлоркальциевого и хлормагнезиевого типа с повышенной минерализацией).

В это время была выявлена Кабановская гидрогеохимическая аномалия, в пределах которой открыто в дальнейшем нефтяное месторождение. Изучение газовой составляющей пластовых вод при-

менялось на отдельных структурах. Определение содержания углеводородов в пластовых водах по всему разрезу, и особенно вблизи залежей, в скв. 1 и 6 помогло установить новые продуктивные горизонты на Садкинской площади и на Бариновской структуре.

В пределах Оренбургского свода начало геохимических исследований относится к 40 годам. Газовая съемка сначала ставилась на известных месторождениях, а затем на высокоперспективных структурах; на площади некоторых из них были выявлены газовые аномалии в подпочвенных отложениях. Газовые аномалии имели изометричную и кольцевую формы. Наблюдалась наибольшая контрастность в пределах крутых крыльев структур и т. д. Более высокая контрастность аномалий, приуроченная к крутым крыльям структур, указывала на взаимосвязь вертикальной миграции углеводородов из залежей с тектоническими процессами, сопровождавшими формирование структур. В дальнейшем в пределах газовых аномалий (Соколов, Григорьев, 1962) были разведаны Кирюшкинское и Скобелевское месторождения.

Начиная с 1953 г. на Оренбургском своде проводились газосъемочные работы Куйбышевским отделением спецконторы Нефтегазосъемка под руководством В. А. Лобова. На Султангуловской площади в этот период была выявлена локальная углеводородная аномалия.

В последующие годы геохимические исследования были проведены на Ашировско-Пономаревском валу, являющемся составной частью Большекинешельской системы дислокаций. Здесь в 1957 г. проводилась водная газобиохимическая съемка совместно с сейсморазведкой. Для большей достоверности газобиохимические исследования были повторены в 1960 г. В результате первоначальных и дополнительных работ выделено несколько перспективных участков, часть из которых совпадает в плане с известными брахиантиклинальными поднятиями: Кульчутувским, Зубовским и др.

Позднее аналогичные аномалии, совпавшие с газовыми залежами, были выявлены на Большезыковской и Измайловской площадях при обследовании родников.

В Бузулукской впадине проводились съемки: газобиохимическая по водоисточникам, газогидрохимическая и газометрическая.

Газобиохимическая съемка на площади размером около 200 км<sup>2</sup> проводилась в 1962, 1963 гг. сотрудниками ВНИИЯГГ под руководством Г. А. Могилевского. Зоны повышенного содержания углеводородов и развития окисляющих их бактерий были выявлены в водах первого водоносного горизонта на многих участках.

Значительные по размерам площади, превышающие контуры известных месторождений, фиксировались по данным газовых определений. Более локальными были аномалии по углеводородокисляющим бактериям, среди которых наиболее специфичными индикаторами являются бактерии, окисляющие пропан и бутан.

Газобиохимическая съемка по водоисточникам на Бузулукской Погромненской и других площадях показали на преобладание мери-

дионального простирания газобиохимических аномалий, причем, как выяснилось, северные части аномалий нередко соответствуют местоположению продуктивных структур (Бобровская и Малороссийская), которые были разбурены примерно через 5—6 лет после проведения геохимических исследований. Это наблюдение показывает, что газобиохимическая съемка, как один из видов прямых поисков нефти и газа, может давать практические результаты в пределах Оренбургской области, особенно в стадии рекогносцировочного изучения крупных территорий. В 1962 г. на Алдаркинской площади сотрудниками газобиохимической группы ВНИИЯГГ были проведены газометрические исследования структурных скважин с целью изучения газонасыщенности пермских отложений.

По сумме углеводородных газов была выявлена четкая аномалия, которая совпадала с Алдаркинской брахиантиклинальной структурой, что позволило положительно оценить ее перспективы нефтегазоносности. Однако глубокое бурение пока не дает положительных результатов.

В 1966 г. в районе Илек-Иртекской флексуры (Соль-Илецкий блок) сотрудниками КуйбышевНИИ НП под руководством М. И. Зайдельсона была проведена газогидрохимическая съемка по грунтовым водам, в результате которой была выявлена газовая аномалия, совпадающая в плане с Илекским поднятием. Это поднятие было рекомендовано под глубокое бурение.

Краткий обзор геохимических исследований в пределах Волго-Уральской антеклизы позволяет сделать следующее заключение.

Наиболее широко на территории региона применялись газогидрохимическая, газобиохимическая и газовая съемки, в результате которых выявлено большое количество геохимических аномалий, поисковое значение которых различно. Анализ соотношения аномалий, выявленных по сумме тяжелых углеводородов с известными месторождениями, показывает, что некоторые из них в приповерхностной зоне отражаются аномалиями, соизмеримыми по площади и почти полностью совпадающими в плане с аномалийными зонами. Часть месторождений характеризуется наличием кольцевых аномалий. Аномалии, отображающие месторождения и совпадающие в плане с месторождениями, составляют примерно 14—15% от всего количества аномалий, выявленных по сумме тяжелых углеводородов. Аномалии, частично совпадающие в плане с месторождениями, составляют примерно 16%. Следовательно, большая часть газовых аномалий Волго-Уральской антеклизы относится к площадям с невыясненными перспективами нефтегазоносности или не совпадает в плане с месторождениями. Установить природу аномалий, не совпадающих в плане с месторождениями или не соответствующих месторождению антиклинальных структур, не всегда возможно.

В формировании газовых аномалий существенную роль могут играть и приповерхностные факторы — местная генерация углеводородов, ландшафтно-геоморфологические условия, гидрогеологическая обстановка.

Аномалийные эффекты в приповерхностной зоне довольно разнообразны по своей конфигурации и поэтому возможны случаи смещения геохимических аномалий по отношению к залежам. Это затрудняет выбор мест заложения глубоких скважин без проведения дополнительных более детальных исследований, в том числе газометрической съемки структурных скважин. Большая эффективность нефтегазопроисковых работ отмечается в районе с более рельефными структурными формами. Это в первую очередь относится к валам, которые развивались длительное время и характеризуются относительной активностью развития на протяжении новейшего этапа. Сравнительно хорошие результаты газовой и газобиохимической съемки в Кинель-Черкасском районе могут быть объяснены этой особенностью геологической истории развития данного региона.

Смещение аномалий по отношению к продуктивным площадям возможно под влиянием гидрогеологических факторов (движение грунтовых и пластовых вод), а также в результате проникновения флюидов по различного рода тектоническим нарушениям.

В зоне аэрации могут возникать мощные аномалии за счет процессов современной генерации углеводородов.

Для правильной оценки поискового значения полученных показателей желательна постановка газометрических работ в известном сочетании с другими видами прямых поисков нефти и газа.

Особым вопросом является глубинность геохимических исследований. Газовые и газобиохимические съемки проводились на глубинах 2—3 м, где влияние поверхностных факторов максимально и интерпретация результатов геохимических работ очень сложна. Увеличение глубинности геохимических исследований до 100—200 м, а иногда и до 300—500 м позволяет избежать влияния поверхностных факторов.

В качестве примера правильных сочетаний можно указать работы на Алдаркинской, Грачевской, Кулешовской, Султангуловской площадях и др. Так на Алдаркинской площади резко возрастает содержание метана и тяжелых углеводородов в отложениях аманакской и большекинельской свит (на глубинах порядка 250—300 м), что позволяет более достоверно проследить изменение газонасыщенности по площади и разрезу.

На Грачевской площади газометрическая съемка мелких скважин показала на появление увеличенных концентраций углеводородных газов в интервале глубин от 20 до 50 м в разрезе уфимских отложений, что позволяет получить информативный материал о газонасыщенности отдельных участков площади.

Кулешовская площадь характеризуется широким распространением чехла неоген-четвертичных отложений, отличающихся большой литолого-фациальной изменчивостью, что не позволяет проследить газонасыщение одного и того же горизонта по всей площади.

Скважины на Кулешовской площади небольшой глубины (порядка 80—100 м) вскрывают пермские отложения, где содержание углеводородных газов в 2—3 раза больше, чем в перекрывающих

неоген-четвертичных отложениях, т. е. они дают более устойчивую информацию о газонасыщенности верхних горизонтов.

Исключение влияния поверхностных факторов за счет увеличения глубинности геохимических исследований наглядно показано также и на Султангуловской площади, где, благодаря газометрическим исследованиям скважин, была получена более локализованная геохимическая аномалия (Соколов, Григорьев, 1962).

Эти примеры подчеркивают, что при современном техническом вооружении надо шире применять газометрическую съемку скважин для изучения газонасыщенности пермских отложений и выявления в них аномального геохимического эффекта.

Оценивая в целом результаты газовой, газобиохимической и газогидрохимической съемок, можно отметить, что в основном они должны применяться с целью рекогносцировочной оценки перспектив нефтегазонасыщенности изучаемых территорий и отдельных структур.

Фонд ранее выделенных аномалий на территории Волго-Уральского нефтегазонасыщенного бассейна заслуживает изучения и проверки наиболее контрастных из них путем постановки более детальных геохимических исследований, в частности путем обследования артезианских скважин, вновь пробуренных за последние 5—10 лет, а также путем вскрытия и комплексного опробования скважин шнекового бурения по отдельным профилям и пересечениям.

В дальнейшем газовые и бактериальные аномалии необходимо проверять хотя бы одним профилем из 3—4 скважин с проведением в них газометрических исследований. Это позволит в более короткие сроки выдвигать под глубокое бурение новые еще неразведанные площади.

В первую очередь необходимо проверить аномалии в зонах развития глубинных разломов, где благодаря многократным подвижкам отдельных блоков фундамента в осадочном чехле образуются тектонические пути (разломы, трещины) миграции углеводородов от залежей к поверхности. Такие условия миграции фактически и существуют на Оренбургском поднятии, которое тяготеет к зоне развития регионального разлома, обрамляющего с северо-запада Соль-Илецкий блок.

Аналогичные условия могут быть и в других районах. Благоприятные тектонические и геолого-геохимические условия для проведения геохимических исследований также отмечаются на восточном продолжении Жигулевской дислокации, на юго-восточных продолжениях Большекинельской и Самаркинской дислокаций, по периферии Соль-Илецкого блока, вдоль бортовой части Прикаспийской впадины и др.

Геохимические нефтегазопосконые исследования на территории Волго-Уральской антеклизы не проводятся уже продолжительное время (примерно 10 лет), хотя их применение должно повысить эффективность поисков газонефтяных месторождений, особенно залежей неструктурного типа.

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ В ПРЕДЕЛАХ ПЕРМСКОГО И БАШКИРСКОГО СВОДОВ И СОПРЯЖЕННЫХ С НИМИ ВЕРХНЕКАМСКОЙ И КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ ВПАДИНАХ

Пермский и Башкирский своды имеют субмеридиональное простираание и состоят из нескольких вершин, в пределах которых наблюдаются наименьшие отметки залегания фундамента. Они четко намечаются в фундаменте в виде крупных выступов, которые разделены прогибами типа авлакогенов — Верхнекамским и Камско-Кинельским.

Для тектонических сооружений фундамента характерно развитие довольно многочисленной сети сложно сочетающихся глубинных разломов, с которыми в осадочном чехле связаны линейные зоны дислокаций и протяженные валы. Последние развиты на площади Пермского свода: в его центральной части выделяются Краснокамско-Полазненский, Ярино-Каменноложский и Лобановский валы, Осинский вал приурочен к южной периферии свода и заходит в пределы Камско-Кинельской системы прогибов.

На северном склоне Башкирского свода расположены Мазунинский, Веслянский, Куединский, Дубовогорский и Чернушинский валы, а также Батырбайское куполовидное поднятие. Эти структуры второго порядка вверх по разрезу выполаживаются. Так, Дубовогорский и Куединский валы наиболее отчетливо выражены по девонским и каменноугольным отложениям, а Чернушинский вал — по породам карбона. По пермским отложениям валы выражены менее отчетливо. К валам, как и ко всем другим линейным зонам дислокаций, приурочены локальные поднятия, которые обуславливают расположение структурных залежей нефти и газа. Так, к Чернушинскому валу приурочены Танышское, Березовское, Павловское, Этышское месторождения нефти и газа. К Дубовогорскому валу относятся два месторождения: Дубовогорское и Степановское.

Куединский вал осложнен рядом поднятий, образующих Куединскую ветвь с месторождениями — Быркинским, Красноярским, Куединским, и Гожанскую ветвь с месторождениями Гожанским и Гондыревским. Все эти месторождения нефти и газа содержат многопластовые залежи в отложениях карбона и девона, залегающих на глубине 1,5—2 км.

Валы и локальные поднятия развиты в пределах Верхнекамской впадины (Кочевский, Кудымкарский, Воскресенский, Майкорский, Васильевский валы и Ножовское куполовидное поднятие) и в Камско-Кинельской впадине (Осинский и Куединский валы).

К локальным поднятиям, расположенным на площади впадины, также приурочены газонефтяные залежи. Всего в пределах изученной территории в настоящее время выявлено 67 нефтяных и газовых месторождений.

Впервые газовая съемка по подпочвенным отложениям в небольших объемах здесь была проведена в середине 30-х годов на отдельных площадях геологоразведочными партиями треста Прикамнефть. Их результаты впоследствии были проверены Ю. М. Юровским, который в 1938 г. провел анализ материалов по газовой съемке и выявил большие методические недостатки.

В 1939 г. партией под руководством А. И. Аверкина была проведена газовая съемка в Верхнекамском прогибе (на правом берегу р. Камы).

Наряду с газовым составом определялось наличие метанокисляющих и целлюлозоразрушающих бактерий. В результате работ была выделена аномалия в присводовой части Елабужского антиклинального поднятия. В течение 1952—1954 гг. Средневолжским отделением спецконторы Нефтегазосъемка, а после ее ликвидации Средневолжским отделением ВНИГНИ были поставлены комплексные геохимические исследования; в составе газовой съемки проводились люминесцентно-битуминологические и термобитумные исследования, определялся окислительно-восстановительный потенциал. Под руководством Б. М. Козлова, Л. Г. Хайкина и Н. П. Подоселовой комплексными геохимическими исследованиями на территории Камско-Кинельской впадины (площади Закамская I и II) и Башкирского свода на Куединском и Чернушинском валах (площади Москудвинская, Гожанская, Куединская и Тьюско-Таныпская) была покрыта площадь в 15 тыс. км<sup>2</sup> (рис. 15).

В результате работ по тяжелой фракции на Чернушинском валу было выявлено пять газовых аномалийных зон, две геохимические аномалии на Дубовогорском валу, три геохимические аномалии на Куединском, три аномалии в пределах Камско-Кинельской впадины.

Методы, с помощью которых выделялись аномалии, имели серьезные недостатки, свойственные этому периоду развития геохимических работ: недостаточная глубина отбора проб, нечувствительность газоаппаратуры и др.

Одновременно в 1953 г. М. И. Зайдельсон, Б. И. Тягунина, В. Д. Портнов на северном склоне Башкирского свода (Чернушинская площадь) провели гидрохимическую съемку, в результате которой было выделено два аномальных участка (Березовско-Ключевский и Чернушинский) с хлоркальциевыми водами.

Анализ выделенных аномальных участков (газовых и солевых) со структурным планом и положением нефтяных и газовых залежей на площади Башкирского свода (рис. 16) показывает следующее: 1) четкой связи между расположением аномалии и структурным планом не отмечалось: аномалии находились как на поднятиях, так и за их пределами; 2) аналогичная картина наблюдалась в взаимосвязи с газонефтяными залежами: шесть месторождений (Таныпское, Березовское, Павловское, Дубовогорское, Куединское, Буркинское) частично подтвердились аномалиями, а на остальных

шести месторождениях повышенные концентрации углеводов не фиксировались.

Вне пределов месторождений располагались пять аномалий. Аномалии, выделенные в Камско-Кинельской впадине, глубоким бурением не проверялись.

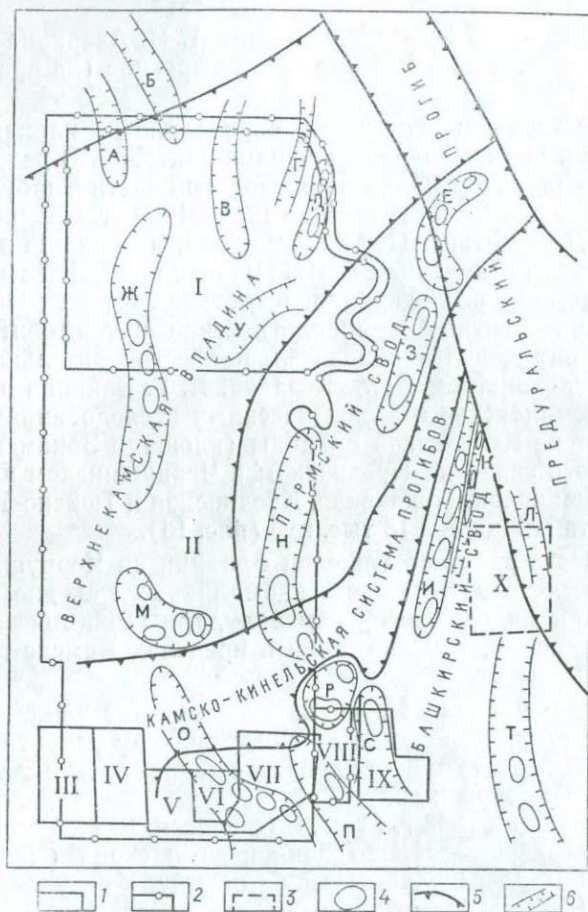


Рис. 15. Схема изученности восточной окраины Русской платформы нефтегазопоисковыми геохимическими методами. Составили К. Н. Морковкин, Е. Л. Голандская по материалам Нефтегазосъемки, ВНИГНИ, Камского филиала ВНИГНИ.

Съемки: 1 — подпочвенная газовая, 2 — гидрохимическая, 3 — водногазобихимическая; 4 — нефтяные месторождения; 5 — контуры валов; 6 — крупные тектонические элементы.

Валы: А — Кочевский, Б — Кудымкарский, В — Воскресенский, Г — Майковский, Д — Васильевский, Е — Ярино-Каменноложский, Ж — Верещагинский, З — Лобановский, И — Мазунинский, К — Веслянский, Л — Березовский, М — Ножовский, Н — Осинский, О — Куединский, П — Дубовогорский, Р — Чернушинский, С — Дороховский, Т — Краснокамско-Полазненский.

Площади, на которых проводились геохимические работы: I — Обво-Ивнинская, II — Юго-западная, III — Закамская I, IV — Закамская II, V — Москудвинская, VI — Гожанская, VII — Куединская, VIII — Чернушинская, IX — Туйско-Танинская, X — Уфимская.

В пределах изученного района отмечались резкие колебания концентраций углеводородных газов, которые зависели как от геологических, так и от природных условий. Содержание углеводородов в приповерхностных горизонтах находилось в прямой зависимости от мощности сульфатно-карбонатных отложений пермского возраста, что заставляло принимать разные величины содержания углеводородных газов для выделения газовых аномалий. На востоке площади, где мощность сульфатно-карбонатных пород составляет 300 м, величина аномальных концентраций уменьшилась примерно в 1,5 раза по сравнению с этой величиной на западе, где мощность этих отложений сокращалась до 150 м. Отмечались низкие концентрации

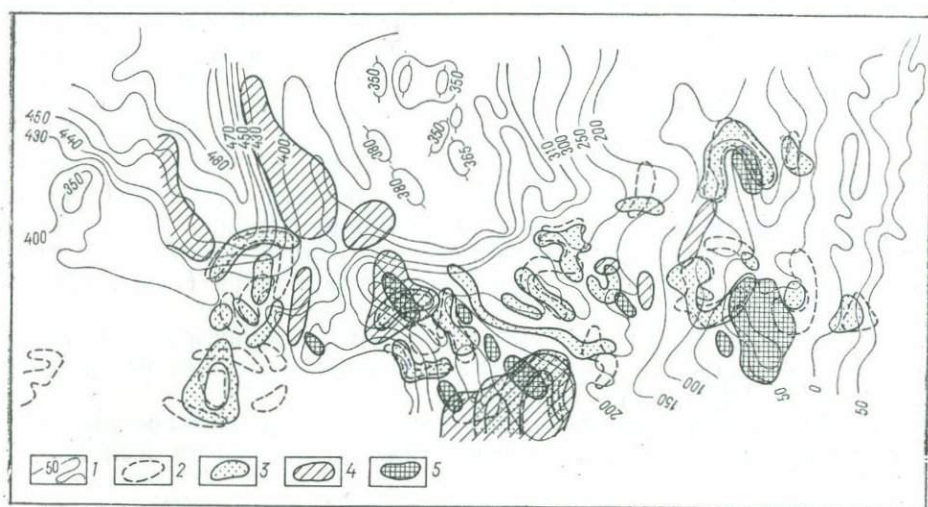


Рис. 16. Схема сопоставления геохимических аномалий со структурным планом сакмаро-артинских отложений Башкирского свода. Составили К. Н. Морковкин, Е. Л. Голандская по материалам Нефтегазосъемки, ВНИГНИ, Камского филиала ВНИГНИ, 1971.

1 — изогипсы по кровле сакмаро-артинских отложений; аномалии: 2 — по тяжелой фракции, 3 — по легкой фракции; 4 — зоны гидрохимических максимумов; 5 — нефтяные месторождения.

углеводородов на участках распространения глин, особенно если последние находятся во влажном состоянии. Повышенные концентрации тяжелых углеводородов наблюдались на водоразделах, покрытых лесом, а метана — в пониженных частях рельефа (долины рек).

Искажающее влияние различных факторов (рельефа, характера растительности, литологического состава и степени увлажнения подпочвенных горизонтов) сказывалось на результатах газовой съемки. Низкая эффективность последней позволила признать производство этого вида работ нецелесообразным. Продолжались гидрохимические съемки, которыми в 1956—1957 гг. была охвачена полоса,

пересекающая с севера на юг Верхнекамскую впадину и западную часть Башкирского свода (общая площадь 30 тыс. км<sup>2</sup>). Работы были проведены под руководством Л. М. Кушко (Обво-Ичвинская площадь) и Б. М. Козлова (Юго-Западная площадь).

В основном изучались грунтовые воды, распространенные в верхнепермских отложениях. Их водоупором служили гипсово-доломитовые толщи кунгурского яруса. В нижележащих толщах нижней перми, карбона и девона развиты напорные пластово-трещинные минерализованные воды.

Химический состав грунтовых вод изменяется от гидрокарбонатных до хлоридно-кальциевых. Слабоминерализованные, преимущественно гидрокарбонатного состава воды хлоркальциевого типа относились к аномальным, отличающимся от обычных грунтовых вод повышенным содержанием хлоридов, сульфатности, общей минерализацией.

На изученной территории по общей минерализации вод (до 14,7 мг-экв/л) и содержанию в них ионов хлора (6%<sup>1</sup>-экв/л) были выделены крупные гидрохимические зоны в виде широких полос субширотного и северо-восточного простирания, т. е. перпендикулярно основным структурным элементам территории. В свою очередь в пределах гидрохимических зон по общей минерализации (20—25 мг-экв/л) и содержанию в водах ионов хлора (12%<sup>1</sup>-экв/л) было выделено 19 гидрохимических максимумов.

Связи между тектоническим строением территории и положением нефтяных залежей с выявленными гидрохимическими зонами и максимумами проследить не удалось.

Водоисточники с повышенными содержаниями растворенных в водах углеводородных газов располагались хаотично на всей территории.

Аналогичные результаты по газогидрохимической съемке были получены в пределах Камско-Кинельской впадины и на Куединском, Дубовогорском и Чернушинском валах на площади 15 тыс. км<sup>2</sup>. В целом было признано, что гидрохимические съемки можно применять в качестве рекогносцировочных методов с целью региональной оценки территории.

После продолжительного перерыва геохимические поиски возобновились в 1965 г. в пределах Подуральского плато (На Уфимском структурном выступе) сотрудниками Камского филиала ВНИГНИ. Опытно-методические работы, проведенные А. А. Обориным, А. В. Смолиной, Г. А. Катаевым на трех известных месторождениях (Мазунинском, Майкорском и Каменском) и непродуктивным поднятии (Ишимском), показали достаточную информативность газовых и бактериальных показателей в водах первого водоносного горизонта. Повышенная газонасыщенность вод и интенсивное развитие углеводородоокисляющих бактерий в водах наблюдались над Майкорским и Каменским месторождениями. Над Мазунинским месторождением отмечалась только четкая бактериальная аномалия. Это объясняется тем, что бактериальное окисление углеводородов сни-

зило ослабленный газовый поток из залежи. Над Ишимским «пустым» поднятием ни газового, ни бактериального эффекта не было получено.

Исследования были проведены на поднятиях с заведомо известной нефтеносностью и в районе Биявашского поднятия, оконтуренного по данным структурного бурения. Здесь была выявлена рельефная газобактериальная аномалия. Впоследствии в ее пределах открыто Биявашское нефтяное месторождение.

В 1967, 1968 гг. А. А. Обориным с сотрудниками были проведены газобактериальные исследования по водоисточникам на северном окончании Уфимского структурного выступа.

Опробовано 137 водопунктов разного типа (23 родника, 79 колодцев и 35 скважин), причем установлено, что средняя интенсивность развития бактерий, окисляющих тяжелые углеводороды, почти одинакова во всех типах водопунктов. Это позволило считать, что бактерии, окисляющие тяжелые углеводороды, являются одним из надежных показателей газобиохимической съемки. В результате работ в 1967 г. на площади было выделено 10 газобактериальных аномалий; повторные исследования в 1968 г. на той же площади установили наличие 11 аномалий, причем контуры девяти аномалий, выделенных в разные годы, совпадали. Одна из этих аномалий располагалась над Бруснянским месторождением.

Наибольший интерес представляют аномалии, выделенные в своей части Уфимского выступа, но их проверка бурением не проводилась.

Работы, проведенные сотрудниками Камского филиала ВНИГНИ, показывают, что газобиохимическую съемку по водоисточникам можно применять в качестве рекогносцировочно-поисковых методов на Башкирском своде, Камско-Кинельской и Верхнекамской впадинах. Основным недостатком изучения вод первого водоносного горизонта является неравномерность сети водопунктов, но этот недостаток легко исправить, если использовать станок для неглубокого бурения, что позволит сгустить сеть отбора проб воды.

## Глава VII

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВЕДЕННЫЕ В ПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЕ, И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Печорская впадина ограничена на западе складчатым Тиманом (Тиманской антеклизой), а на востоке отделена от Предуральского прогиба системой глубинных разломов. Фундамент впадины имеет рифейский возраст и перекрыт породами палеозоя и мезозоя. Мощность осадочного комплекса в западной части впадины около 3 км и увеличивается к востоку до 6 км, а в Предуральском прогибе — до 10 км.

Основными структурными элементами Печорской впадины и соседних с ней районов, образующих единый Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, являются складчатый Тиман, Ижма-Печорская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовский прогиб, Колвинский мегавал, Хорвейская впадина, восточная зона тектонических гряд Гамбурцева, Чернова и Сорокина, а также Предуральский прогиб, состоящий из отдельных впадин: Верхнепечорской, Большесынинской, Косью-Роговской и Коротанхинской. В процессе их геологического развития неоднократно происходила перестройка структурных планов первого и второго порядка и возникновение структур низшего порядка. К заключительной фазе герцинского цикла тектонических движений относится образование инверсионных валов Печоро-Кожвинского, Колвинского, Юрьяхинско-Шапкинского, Мичаю-Пашинской зоны дислокаций, крупных поднятий в Верхнепечорской впадине и др.

В пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна выделяются три нефтегазоносных комплекса: 1) нижний поддоманиковый терригенный и терригенно-карбонатный комплекс с региональной покрывкой глинисто-мергелистых пород нижнефранского подъяруса; 2) средний верхнедевонско-нижнепермский, преимущественно карбонатный с региональной сульфатно-терригенной покрывкой кунгурского яруса; 3) верхний верхнепермско-триасовый, преимущественно терригенный с региональной покрывкой среднеюрских глин.

В составе нефтегазоносных комплексов выделяется ряд нефтегазоматеринских свит с самостоятельными циклами нефтегазообразования и латеральной миграцией углеводородных флюидов, формирующих залежи. В отложениях девона к нефтегазоматеринским свитам относятся доманиково-пашийские и доманиково-фаменские осадки, в отложениях карбона — турнейские и средневизейские и в нижней перми — сульфатно-терригенные.

Особенности геологического строения структурных элементов Тимано-Печорского бассейна обусловили на их площади различное распространение нефтегазоносных комплексов и в соответствии с этим разные условия нефтегазоаккумуляции.

В Ижма-Печорской впадине и на Ухто-Ижемском валу основное промышленное значение имеет поддоманиковый нефтегазоносный комплекс. Залежи нефти, газа и газоконденсата сформированы (Вассерман, 1964) в основном в результате латеральной миграции в структурных ловушках конца девона и в каменноугольный период и в некоторых структурах послепермского времени заложения, если они возникли на ранее сформированных залежах. Зона нефтегазоаккумуляции этих крупных структур приурочена к западной полосе выклинивания среднедевонских песчаников, образующей огромный экран.

Более верхние нефтегазоносные комплексы в Ижма-Печорской впадине размыты до отложений юры и триаса и ее южной части до пород нижней перми и карбона, а на Ухто-Ижемском валу — до по-

род фаменского яруса. Вследствие этого глубина залегания залежей в Ижма-Печорской впадине в среднем 1500 м уменьшается в южном направлении до 1000 м. На Ухто-Ижемском валу она сокращается до 200—100 м.

В зонах нефтегазонакопления инверсионных структур залежи нефти и газа промышленного значения приурочены к различного возраста карбонатным породам палеозоя, сформированным за счет вертикальной миграции. В Мичаю-Пашнинской зоне дислокаций и на Колвинском мегавале залежи нефти сформированы в карбонатных породах верхнего девона, а на отдельных структурах в терригенном девоне имеются ранее сформированные залежи газоконденсата. Глубина залежей 600—800 м. В карбонатных отложениях карбона и перми структуры выполаживаются.

В Печоро-Кожвинском и Юрьяхинско-Шапкинском мегавалах и на поднятиях Верхнепечорской впадины характерными флюидами являются (Анищенко, Кремс, Саар, 1968; Кремс, Вассерман, 1967) газы и газоконденсаты. Залежи образовались в высокоамплитудных унаследованных структурах, прослеживающихся от девона до нижней перми, и на отдельных площадях до триаса. Глубина залегания залежей от 600 до 1000 м.

Наряду со структурами, включающими месторождения нефти и газа, в выше названных зонах нефтегазонакопления широко распространены более молодые структуры послепермского времени залегания с мелкими скоплениями нефти и газа.

В настоящее время на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна открыто 16 нефтяных, 10 газовых, 14 газонефтяных и 2 газоконденсатных месторождения.

В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне геохимические поиски на нефть и газ были начаты в 1944 г. и проводились до 1960 г. в виде газовой и бактериальной съемок и газометрических исследований в структурных и параметрических скважинах. Эти работы выполняли сотрудники Нефтегазсъемки, ВНИГНИ и ВНИИГаза Г. А. Аржевский, Г. Г. Григорьев, Н. Г. Заикин, И. Г. Кениг, Е. Е. Майдюк, А. С. Медведев, И. А. Петерсилье, Д. М. Ракин, Г. Л. Федоров и др. (рис. 17).

Газовой съемкой, иногда в комплексе с другими методами, за период 1944—1960 гг. покрыта площадь в 76 тыс. км<sup>2</sup>. Газосъемочные работы проводились с отбором свободного газа из подпочвенного слоя или из скважин глубиной 1,5—3 м, пробуренных по профилям (Соколов, Григорьев, 1962).

В северной части бассейна на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах газовая съемка проводилась одновременно с сейсмическими работами. Пробы отбирались из скважин, которые полностью вскрывали четвертичные отложения.

Газосъемочные работы имели следующие недостатки: слабая чувствительность первоначально применявшейся аппаратуры, несовершенство методики отбора проб (пробы газа отбирались сов-

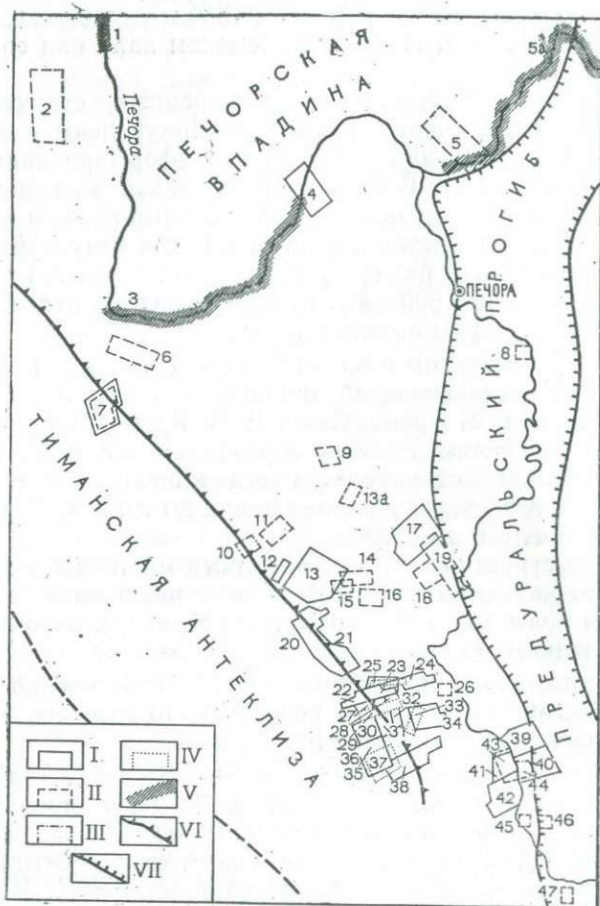


Рис. 17. Схема изученности Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна геохимическими методами. Составил А. В. Сорокин по материалам Нефтегазосъемки, УТГУ, ВНИГНИ, ВНИИГаза, 1971 г.

I — газовая съемка; II — площадная газометрия скважин; III — газовая съемка в комплексе с сейсморазведкой; IV — методические геохимические работы; V — геохимические исследования по сейсмопрофилям; VI — граница надпорядковых структур; VII — границы Предуральского прогиба.

Площади, на которых проводились геохимические исследования: 1 — Нарьян-Мар — Новый бор, 2 — Тобышская, 3 — Устьильма — Мутный материк, 4 — Мутноматериковская, 5 — Усинская, 5a — Усинский профиль, 6 — Нерицкая, 7 — Верховская, 8 — Кедровый Шар, 9 — Ира-Иольская, 10 — Порошская, 11 — Айювинская I, 12 — Айювинская II, 13 — Одесская, 13a — Лемьоская, 14 — Западно-Тэбукская, 15 — Правобережная, 16 — Тэбукская, 17 — Савиноборская, 18 — Вельская, 19 — Восточно-Савиноборская, 20 — Нямедьская, 21 — Куш-коджская, 22 — Вой-Вожская, 23 — Кына-Иольская, 24 — Вась-Керская, 25 — Нибельская I, 26 — Покчинская, 27 — Изкось-Горнинская и Западная, 28 — Нибельская II, 29 — Западная Изкось-Горнинская, 30 — Чернореченская, 31 — Сойвинская, 32 — Верхнеомринская, 33 — Среднеомринская, 34 — Нижнеомринская, 35 — Эжвадорская, 36 — Зеленецкая, 37 — Зеленецко-Эжвадорская, 38 — Расьюская, 39 — Джебольская I, 40 — Южно-Джебольская, 41 — Северо-Ильчская, 42 — Южно-Ильчская, 43 — Джебольская II, 44 — Пальюская, 45 — Тыбьюская, 46 — Дозмерская, 47 — Курынская.

## Результаты геохимических исследований в Печорской впадине

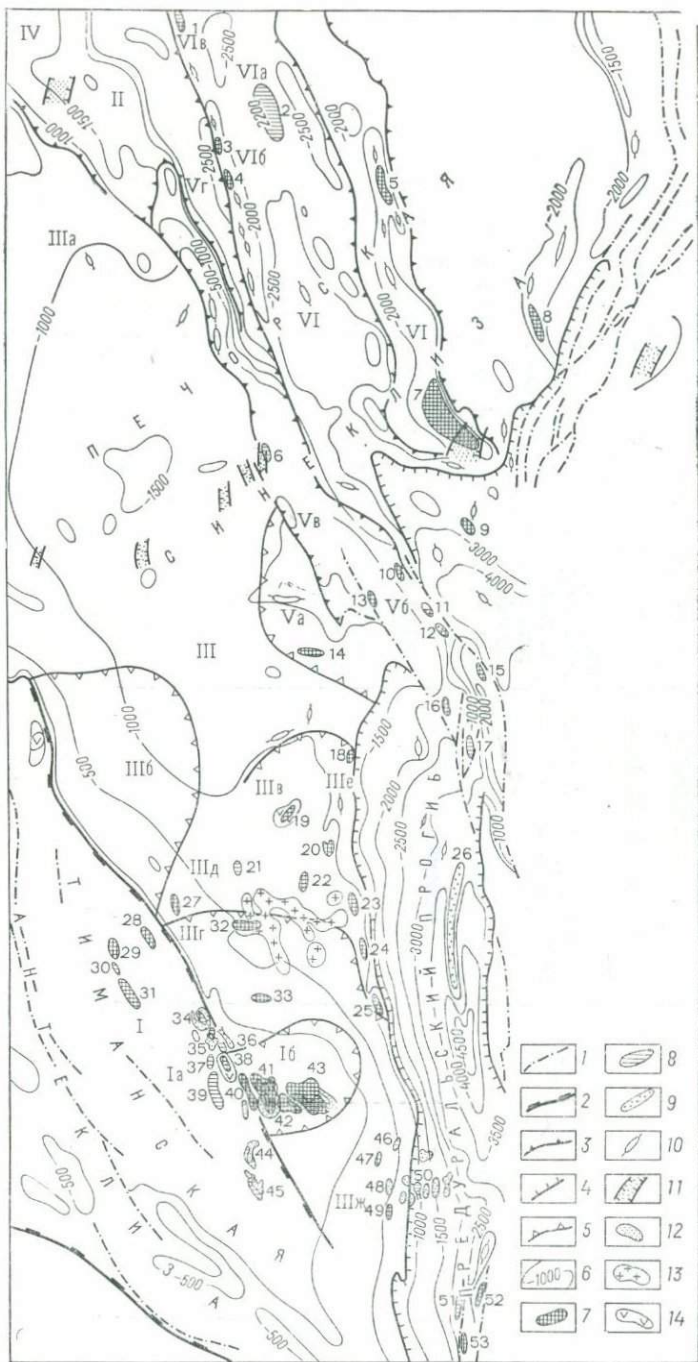
Номер на рис. 17	Площадь, год проведения работ	Виды геохимических исследований	Результаты исследований	Итоги последующих разведочных работ
Большеземельская моноклиналь				
1	Нарьян-Мар — Новый Бор, 1960	Газометрические исследования по сейсмопрофилям вдоль р. Печоры	Выявлены отдельные участки повышенного газосодержания	По указанному профилю месторождения пока не открыты
Колвинский мегавал				
5,5а	Усинская, 1959	Сейсмический профиль по р. Усе	Дано положительное заключение	Открыто крупное месторождение нефти
И ж ма-Печорская впадина				
13а	Лемьюская, 1961	Газометрические исследования по сейсмопрофилям и отдельным скважинам	Четкие газовые аномалии	Газовая залежь
17	Савиноборская, 1956	Газокерновая и люминесцентно-битумная съемка	Площадь заболочена, заключения не дано	Нефтяная залежь
11	Айювинская, 1948	Газовая съемка	Рекомендаций не дано	Пустая
13	Одесская, 1956	Газокерновая люминесцентно-битумная съемка, газометрические исследования структурно-колонковых скважин	Дано отрицательное заключение	Пустая
43	Джебольская, 1952	Газокерновая, битумная и термобитумная съемки	Дана рекомендация на бурение	Газовая залежь
40	Южно-Джебольская, 1956	То же	То же	Нефтяная залежь















Номер на рис. 17	Площадь, год проведения работ	Виды геохимических исследований	Результаты исследований	Итоги последующих разведочных работ
41	Северо-Ильчская, 1952	То же	Рекомендаций не дано	Пустая
42	Южно-Ильчская, 1954	"	То же	Пустая
7	Верховская, 1954	"	Рекомендовано разведочное бурение	Пустая

## Ухто-Ижемский вал и Омра-Сойвинский уступ

20	Нямедьская, 1946	Газовая и бактериальные съемки	Дано положительное заключение (ранее скважиной вскрыта нефть)	Нефтяная залежь
29	Западная Изкось-Горинская, 1951	Газовая съемка	Положительное заключение	Аномалия бурением не подтвердилась
24	Вась-Керская, 1946	Газовая и микробиологические съемки	Аномалия смещена	Пустая
32	Верхнеомринская, 1947, 1953	Газовая съемка, люминесцентно-битумные, бактериальные исследования и ОВП	Положительная рекомендация	Газовая залежь
34	Нижнеомринская, 1950	Газовая съемка	Дано положительное заключение (ранее в скважине получена нефть)	Нефтяная залежь
35	Эжвадорская, 1950	Газовая съемка и битумные исследования	Рекомендована к бурению	Пустая
36	Зеленецкая, 1951	То же	Рекомендация для дальнейших исследований	Газовая залежь
37	Зеленецко-Эжвадорская, 1952	Газовая съемка и люминесцентно-битумные исследования	То же	Пустая

38	Расъюская, 1952	Газовая съемка и люминесцентно-битумные исследования	Аномалии не выявлено	Пустая
31	Сойвинская, 1947	Газомикробиологическая съемка	Заключения не дано	Газовая залежь
22	Вой-Вожская, 1945	Газовая и бактериальная съемки	Газовая аномалия не выявлена. Установлено при наличии микрофлоры	Нефтегазоносная
25	Нибельская, 1944, 1952	Газовая съемка. Аномалии по пропаноксилирующим бактериям	Опытные работы, заключений не дано. Площадь занята болотом с высокими газопроявлениями	Газовая залежь
27	Западная, 1947	Газовая съемка	Дано положительное заключение	Пустая
30	Черноречинская, 1947	Газовая съемка	То же	Пустая
21	Кушкоджская, 1946	То же	Газовая аномалия не совпала с контурами месторождения, а совпала с тектоническим нарушением	Газовая залежь



- |   |   |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

местно с неконтролируемыми объемами воздуха), недостаточно совершенная обработка результатов газовой съемки (аналитические данные выражались в % объема).

Всего газовой съемкой иногда в комплексе с другими видами геохимических исследований на территории Печорской впадины было охвачено 26 площадей (рис. 18). Наименование площадей, виды работ и полученные результаты приведены в табл. 6.

Условия проведения приповерхностных геохимических исследований в Печорской впадине достаточно сложные. Ее территория расположена в пределах климатической зоны с избыточно влажным климатом. Южная часть занята тайгой с широким распространением заторфованных почв и заболоченных пространств. На севере тайга переходит в лесотундру и тундру с распространением многолетней мерзлоты. Физико-географические условия района обуславливают в приповерхностных слоях интенсивное развитие почвенно-биохимических процессов, приводящих к образованию углеводородных, главным образом метановых газов. Пестрота их распространения обусловлена фациально-литологической изменчивостью четвертичных отложений. На ряде площадей отмечается повышенное газосодержание приповерхностных пород, связанное с наличием битуминозных сланцев в юрских отложениях, с залежами каменного угля в отложениях карбона и с выходами газов в зонах тектонических нарушений.

Наблюдениями установлено, что сезонные колебания атмосферных осадков и температуры приводят к понижению концентраций углеводородных газов в приповерхностных горизонтах в весенние и

Рис. 18. Схема сопоставления газовых аномалий с месторождениями нефти и газа Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Составил А. В. Сорокин по материалам Нефтегазосъемки, УТГУ, ВНИГНИ, ВНИИГаза, 1970 г.

1 — разрывные нарушения; границы: 2 — надпорядковых структур, 3 — структур I порядка, 4 — внешнего и внутреннего бортов Предуральского прогиба, 5 — структур II порядка; 6 — изогипсы поверхности карбонатных пород нижней перми; 7 — нефтяные месторождения; 8 — газовые месторождения; 9 — газоконденсатные месторождения; 10 — непродуктивные структуры; геохимические аномалии: 11 — по сейсмическим профилям, 12 — по газокерновой съемке, 13 — по пермским отложениям; 14 — по девонским отложениям.

Месторождения: 1 — Василковское, 2 — Лаявское, 3 — Шапкинское, 4 — Южношапкинское, 5 — Харьгинское, 6 — Мутноматериковское, 7 — Усинское, 8 — Среднемакаринское, 9 — Сыгинское, 10 — Южно-Лиственничное, 11 — Печоро-Кожвинское, 12 — Печорогородское, 13 — Каменское, 14 — Лыжское, 15 — Аранецкое, 16 — Худоельское, 17 — Воя-Соплясская, 18 — Исаковское, 19 — Лемьевское, 20 — Мичаювское, 21 — Айювинское, 22 — Вельюское, 23 — Северо-Савиноборское, 24 — Восточно-Савиноборское, 25 — Пашинское, 26 — Вуктыльское, 27 — Ира-Иольское, 28 — Чибьюское, 29 — Верхнечутинское, 30 — Нижнечутинское, 31 — Ярегское, 32 — Западно-Тэбукское, 33 — Джьверское, 34 — Нямедское, 35 — Кушкодзское, 36 — Северо-Седиольское, 37 — Роздинское, 38 — Седиольское, 39 — Западно-Изюксо-Горинское, 40 — Вой-Вожское, 41 — Нибельское, 42 — Верхнеомринское, 43 — Нижнеомринское, 44 — Чернореченское, 45 — Зеленецкое, 46 — Троицко-Печорское, 47 — Северо-Мылнинское, 48 — Ягтыдинское, 49 — Джебольское, 50 — Верхнепальювское, 51 — Рассохинское, 52 — Пачинское, 53 — Курьинское.

Структуры: I — Тиманская антеклаза; Ia — Ухто-Ижемская антиклиналь, Ib — Омра-Сайвинский структурный нос; II — Малоземельская моноклиналь; III — Ижма-Печорская впадина: IIIa — Тобышский выступ, IIIб — Ижемский погребенный выступ, IIIв — Лыжско-Лузская ступень, IIIг — Велью-Тэбукская ступень, IIIд — Лемью-Ирайольская ступень, IIIе — Мичаю — Пашинские дислокации, IIIж — Джебольская ступень; IV — Седуянский выступ; Печорский инверсионный мегавал: Va — Лыжско-Кыртаинский вал, Vб — Печорогородская зона дислокации, Vв — Даньель-Терехевейский вал; VI — Денисовский прогиб; VIa — Лаявжское валообразное поднятие; VIб — Юрьяха-Шапкинский вал; VIв — Ятейский прогиб.

осенние месяцы и к повышению их в зимний период, когда аэрация газов затруднена.

Под влиянием упомянутых факторов в приповерхностной зоне происходит колебание концентрации углеводородных газов (от нескольких сотен до нескольких тысяч аналитических единиц), что затрудняет выявление газовых аномалий и определение их природы.

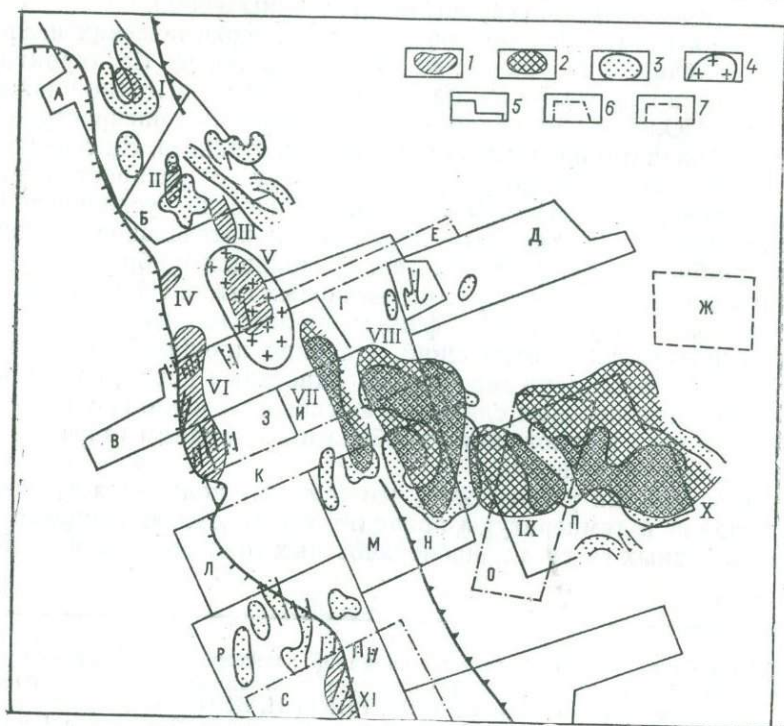


Рис. 19. Схема сопоставления газовых аномалий с месторождениями нефти и газа Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Составил А. В. Сорокин по материалам Нефтегазосъемка, УТГУ, ВНИГНИ, ВНИИГаза, 1970 г.

1 — газоподобные и газоконденсатные залежи; 2 — нефтяные залежи; 3 — по газокерновой съемке; 4 — по девонским отложениям; 5 — газовая съемка; 6 — методические геохимические работы; 7 — площадная газометрия скважин.

Площади с газовыми геохимическими аномалиями: А — Нямецкая, Б — Кушкодская, В — Вой-Вожская, Г — Ира-Иольская, Д — Вась-Керская, Е — Нибельская, Ж — Покчинская, З — Изкось-Горская и Западная, И — Нибельская, К — Западно-Изкосьгоринская-Сойвинская, Л — Черноречинская, М — Сойвинская, Н — Верхнеомринская, О — Нижнеомринская, П — Эжвадорская, Р — Зеленецкая, С — Расьюхинская.

Месторождения: 1 — Нямецкое, 2 — Кушкодское, 3 — Северо-Седьнольское, 4 — Роздинское, 5 — Седьнольское, 6 — Западно-Изкосьгоринское, 7 — Вой-Вожское, 8 — Нибельское, 9 — Верхнеомринское, 10 — Нижнеомринское, 11 — Чернореченское.

На площадях Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, покрытых газовыми съемками, было выявлено значительное число газовых аномалий, различных по своим размерам и конфигурации (табл. 6).

На площадях газовой съемки (рис. 19) они выделяются в виде

многочисленных мелких пятен, часть из которых тяготеет к нефтегазоносным структурам, или в виде крупных пятен (газовая аномалия, охватывающая своими краевыми частями Западно-Тэбукское месторождение и Тэбукскую структуру, не имеющую залежей промышленного значения). Каких-либо общих закономерностей в распределении газовых аномалий над залежами не отмечается, они располагаются над структурами с открытыми месторождениями и на площадях, где залежи нефти и газа не обнаружены.

Аномалии, установленные бактериальными съемками, имели подобную форму и в общем совпадали с газовыми аномалиями. На 26 изученных газовой съемкой площадях были установлены газовые аномалии, которые располагались в пределах зон нефтегазонакопления и за их границами. В результате последующих поисково-разведочных работ на девяти структурах с газовыми аномалиями были открыты газонефтяные залежи, а семь аналогичных площадей оказались пустыми, причем часть аномалий относилась к газопроявлениям тектонических нарушений. На трех площадях были отмечены низкие концентрации углеводородных газов и даны отрицательные заключения, которые подтверждены бурением на двух площадях. Заключения по семи площадям не даны в связи с их заторфованностью и заболоченностью (табл. 7).

Таблица 7

Эффективность газовой съемки в пределах Печорской впадины

Местоположение площадей газовых съемок	Общее количество объектов	Заключение о нефтегазоносности площадей по геохимическим данным				
		положительное		отрицательное		не дано
		подтвер- дилось	не подтвер- дилось	подтвер- дилось	не подтвер- дилось	
Колвинский мегавал (сей- смический профиль)	1	1	—	—	—	—
Ижма-Печорская впади- на	9	3	1	1	—	4
Ухто-Ижемский вал	16	5	6	1	1	3
Всего . . . . .	26	9	7	2	1	7

Прогнозы, выданные по данным газовой съемки, даже на Ухто-Ижемском вале с небольшой глубины залегания продуктивных горизонтов (100—200 м), на структурах, выявленных геологоразведочными методами, оказались невысокими.

Начиная с 1951 г. в Печорской впадине проводились газометрические исследования по глинистому раствору, шламу и керну в скважинах глубокого и структурно-картировочного бурения.

Газометрия по скважинам была проведена на 21 площади, которые располагались в разных структурных элементах Печорской впадины (табл. 8).

## Результаты газометрических работ в скважинах

Номер на рис. 17	Площадь, год проведения съемки	Геохимические рекомендации	Результаты последующих разведочных работ
1			
Печоро-Кожвинский мегавал			
4	Мутноматериковская, 1952 . . . . .	Не дано	Пустая
8	Кедровый Шар, 1963 . . . . .	»	Пустая
И жма-Печорская впадина			
3	Южно-Лемьюская, Синдорская, Устьцильма и др., 1961 . . . . .	Отрицательное заключение	Структуры пустые
13а	Лемьюская, 1959 . . . . .	Положительное заключение на девонские отложения	Залежи не открыты
9	Ира-Иольская, 1959 . . . . .	То же	Непродуктивная
	Пожегская, 1959 . . . . .	Отрицательное заключение	Пустая
12	Айювинская, 1957 . . . . .	То же	Структуры не оказалось
14	Западно-Тэбукская, 1957 . . . . .	Положительное заключение	Нефтяная залежь
15	Правобережная, 1957 . . . . .	То же	Пустая
16	Тэбукская, 1957 . . . . .	»	»
18	Вельская, 1959 . . . . .	Перспективны данково-лебежанские отложения и уфимской свиты	»
26	Покчинская, 1960 . . . . .	Не дано	Пустая
Мичаю-Пашнинская зона дислокаций			
39	Джебольская, 1955 . . . . .	Нефть в отложениях кунгура. Заключение по образованиям девона не дано	Газовая
45	Тыбьюская, 1957 . . . . .	Дано положительное заключение	Пустая
24	Вась-Керская, 1945 . . . . .	Аномалии смещены относительно структуры	Пустая
Верхнепечорская впадина			
44	Пальюская, 1959 . . . . .	Положительное заключение	Пустая
46	Дозмерская, 1957 . . . . .	То же	Пустая
47	Курынская, 1959 . . . . .	»	Газовая

Основной объем газометрических исследований в скважинах был сосредоточен в Ижма-Печорской впадине и в пределах западной полосы выклинивания песчаников среднего девона.

Газометрические исследования в скважинах проводились в породах, перекрывающих нефтегазоносные комплексы: в доманиково-мендымских слоях, сложенных битуминозными терригенно-карбонатными и сланцевыми породами, и в сульфатно-терригенных отложениях нижнепермского возраста.

На площадях газометрических исследований Ижма-Печорской впадины (Тэбукской, Ира-Иольской, Лемьюской) кровля доманиково-мендымских слоев была вскрыта на глубинах 2150—2870 м.

Высокая газонасыщенность пород при значительном содержании в составе газов тяжелых углеводородов явилась основанием для положительных прогнозов о наличии залежей в подстилающих терригенных отложениях девона. Однако бурением положительные прогнозы по данным площадям подтверждены не были.

На Айювинской площади в мендымских и доманиковых слоях (их кровля вскрыта на глубине 1089 м) установлено низкое содержание углеводородных газов (0,37 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> породы). В составе газов преобладал метан.

Полученные результаты послужили основанием для отрицательного заключения о наличии залежей на данной площади, что и было подтверждено бурением.

В Ижма-Печорской впадине по нижнепермским сульфатно-терригенным отложениям газометрические исследования в скважинах проведены на 12 площадях. Положительные прогнозы по данным геохимии были даны по шести площадям. На двух площадях с газовыми аномалиями (Западно-Тэбукской, Лемьюской) открыты месторождения, а на остальных четырех (Тэбукской, Вельюской, Правобережной, Тыбьюской) залежи не обнаружены.

В Печоро-Кожвинском мегавале по результатам исследований на площадях Мутный Материк и Кедровый Шар заключений не дано, а в результате бурения залежи не обнаружены.

В Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба исследования проведены по трем площадям: Курьинской, Дозмерской и Пальюской. Положительные заключения подтвердились на Курьинской структуре.

В Мичаю-Пашинской зоне дислокаций газовая аномалия выявлена на Восточно-Савиноборской площади. Положительное заключение подтвердилось бурением.

По данным газометрических работ в скважинах к поисковому бурению рекомендовано 14 структур, из которых девять оказались «пустыми», а три продуктивными. Отрицательное заключение дано по трем структурам, из них три оказались «пустыми».

В итоге рассмотрения результатов газометрических исследований можно сделать вывод, что определение природы газовых аномалий не менее сложно, чем однозначная интерпретация результатов газовых съемок.

Выдачу надежных рекомендаций по газометрическим работам в скважинах затрудняет сложная геохимическая обстановка, существующая в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне, а именно: разнообразие структурных зон и развитых в них поднятий, несоответствие структурных планов, различного возраста ловушек газа и нефти и разные этапы формирования и переформирования газонефтяных залежей, широкая латеральная миграция флюидов, сильное колебание глубин залегания горизонтов, обогащенных битумами и углеводородами, и др. Поэтому этот бассейн относится к районам с неблагоприятными условиями проведения геохимических поисков, где интерпретация геохимических данных требует применения более совершенных методов. В данных условиях газометрические исследования в скважинах могут быть использованы в комплексе с геологоразведочными методами в качестве дополнительных материалов для получения экспрессной информации о наличии залежей на отдельных площадях или их отсутствии.

## Глава VIII

### ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В МЕЗЕНСКОЙ ВПАДИНЕ

Мезенская впадина ограничена на западе склонами Балтийского щита, а на востоке складчатыми сооружениями Тимана. На севере она открывается в Белое море, а на юге соединяется с Московской синеклизой.

Фундамент Мезенской впадины имеет эпикарельский возраст. В его строении четко намечается Мезенско-Вашкинская зона приподнятого залегания фундамента (глубина не превышает 2,5 км), разделяющая Лешуконский (на западе от нее) и Сафоновский прогибы (на востоке), с глубинами поверхности фундамента, превышающими 3,5 км. Сафоновский прогиб отделяется Тылугским валом с амплитудой подъема фундамента 500 м от Пешского прогиба, в котором поверхность фундамента залегает на глубинах 3,5—4,0 км. Южнее Пешского прогиба выделяется Четласская ступень — структура, ограниченная со всех сторон крупными разломами (Коц, Камышников, 1972).

Осадочный чехол впадины разделяется на три структурных комплекса. Нижний комплекс, представленный отложениями верхнего рифея, скважинами не вскрыт. По данным сейсморазведки породы верхнего рифея имеют мощность 1,5—2,0 км и характеризуются сравнительно резкой дислоцированностью.

Вышележащий вендский комплекс мощностью около 2 км вскрыт отдельными опорно-параметрическими скважинами. Его породы залегают довольно спокойно с моноклинальным наклоном с запада на восток.

Верхний структурный комплекс (палеозойско-мезозойский) на-

чинается с нижнекембрийских отложений (балтийская серия), которые представлены терригенными породами мощностью 245 м. Над ними залегают терригенно-карбонатные отложения силура мощностью около 100 м. В Пешском прогибе вскрыт разрез (свыше 1000 м) девонских отложений, состоящий из терригенных пород, в которых в нижнефранкском подъярусе встречены три базальтовых покрова суммарной мощностью до 100 м. Каменноугольные отложения залегают несогласно на нижележащих породах и представлены терригенно-карбонатными породами мощностью свыше 300 м. Пестрый литологический состав (алевролиты, алевроиты, известняки, доломиты, мергели, глины и ангидриты) имеют пермские отложения мощностью 1000 м. Породы триаса состоят из глин и алевролитов с прослоями мергелей. Их вскрытая мощность 53,6 м (скв. 66).

Отложения юры и мела распространены небольшими участками и вскрыты в неглубоких скважинах в разных районах Мезенской впадины под четвертичными отложениями. В основном это песчано-глинистые отложения.

Четвертичные отложения мощностью до 90 м сложены песками, супесями и суглинками с прослоями глин.

В разрезе осадочного чехла Мезенской впадины намечается несколько крупных перерывов и наблюдается несоответствие структурных планов. Последнее затрудняет выделение локальных поднятий в нижних структурных этажах впадины. К настоящему времени сейсморазведкой (МОВ) выявлено до 20 погребенных локальных поднятий и антиклинальных перегибов, из которых пять (структуры Койнасская, Нижнесульская, Рюхинская — Чебулакская, Моисеевская и Заворотная) подготовлены к поисково-разведочному бурению.

В целом территория Мезенской впадины рассматривается как перспективная в нефтегазоносном отношении, причем из всех прогибов, расположенных на ее площади, наиболее высоко оценивается северо-западная часть Сафоновского прогиба, Пешский прогиб, а также Четласская ступень.

Оценка нефтегазоносности впадины в основном базируется на геологических данных (мощность осадочного чехла, наличие регионально нефтеносных девонских толщ, условий скопления углеводородов и их сохранения и др.), а также на основании нефтепроявлений в прилегающих районах (в юго-западном Притиманье известны признаки и малые притоки нефти и газа); благоприятными для поисков нефти и газа в Мезенской впадине являются отложения рифея, венда и нижнего кембрия, а в ее восточной части — силурийские, девонские и верхнепалеозойские породы. Залегающие выше отложения перми и мезозоя бесперспективны в отношении нефтегазоносности.

Геохимические нефтегазопроисковые исследования в Мезенской впадине начались в 1969 г. и проводились в разные годы под руководством К. Х. Қильметова, В. И. Старовойтова, А. С. Медведева

во ВНИИЯГГ. Они заключались в изучении газонасыщенности разрезов глубоких поисковых и опорно-параметрических скважин путем исследования керна и глинистого раствора, а также в изучении содержания органического вещества в породах (Старовойтов, Борташевич, Камолиников, 1973).

В течение 1969—1972 гг. на территории впадины газометрическая съемка была проведена в десяти скважинах, расположенных в Сафоновском прогибе (Рогугская скв. 66, Вирюгская скв. 69, Моисеевская скв. 72, Нижнесульская скважина, интервал 2192—2630 м, Сафоновская скважина, интервал 2656—2892 м), в Лешуконском прогибе (Чублаская скв. 48, Дорогорская скв. 1) на северо-восточном склоне Тулычской седловины (Оменская скважина, интервал 2120—2586 м), в Пешском прогибе (Таратанская скв. 61 и Заворотная скв. 62). Кроме того, некоторый объем газометрических исследований керна (через 50—100 м) выполнен в четырех опорно-параметрических скважинах (Койнасская скв. 1, Лешуконская скв. 1, Сафоновская скв. 1, Нижнепешская скв. 1).

Массовые определения битуминозности пород и органического углерода были сделаны по кернам семи скважин (Койнасская скв. 1, Лешуконская скв. 1, Сафоновская скв. 1 и скв. 61, 62, 66, 69).

Большая разбросанность скважин по территории Мезенской впадины и изученность некоторых скважин лишь по отдельным интервалам позволяет считать проведенные геохимические исследования только рекогносцировочными (рис. 20).

Результаты газометрических исследований показывают, что концентрации углеводородных газов в изученных отложениях колеблются в широких пределах и во многом зависят от литологии пород, их пористости и проницаемости, а также микротрещиноватости, что видно на примере скв. 61. В четвертичных отложениях (пески и суглинки) здесь встречены высокие содержания метана (до  $17,3 \text{ см}^3/\text{кг}$ ) и водорода (до  $20,6 \text{ см}^3/\text{кг}$ ) при низких концентрациях тяжелых углеводородов (не превышающих тысячных долей  $\text{см}^3/\text{кг}$ ). Наличие заболоченных участков и метановый состав углеводородных газов (98,8%) позволяет считать, что эти газы в основном биохимического происхождения — озерноболотные.

Газонасыщенность вскрытых скв. 61 меловых (глины), юрских (глины с прослоями песков) и верхней части триасовых отложений (глины с песками) уменьшается (максимальное содержание метана до  $0,85 \text{ см}^3/\text{кг}$ ), а состав газов меняется в широких пределах. Понижается содержание водорода (до  $3,0 \text{ см}^3/\text{кг}$ ). В средней и нижней частях триаса (переслаивание глин, песчаников и алевролитов) содержание углеводородных газов низкое и неравномерное при относительно высоких концентрациях водорода (до  $0,76 \text{ см}^3/\text{кг}$ ).

Отложения татарского яруса в скв. 61 (терригенно-карбонатные породы повышенной пористости) по сравнению с мезозойскими породами имеют повышенное газонасыщение (по метану в 2—4 раза, а по его гомологам — в 10 раз выше). Кроме того, эти отложения характеризуются появлением изомеров бутана и пентана и преоб-

ладанием предельных углеводородов (в вышележащих породах концентрации непредельных и предельных углеводородных газов были близки между собой). Содержание водорода в подошве татарского яруса —  $0,09 \text{ см}^3/\text{кг}$ .

Отложения казанского яруса (вверху известняки с прослоями ангидритов и внизу песчаники, известняки с прослоями аргиллитов)

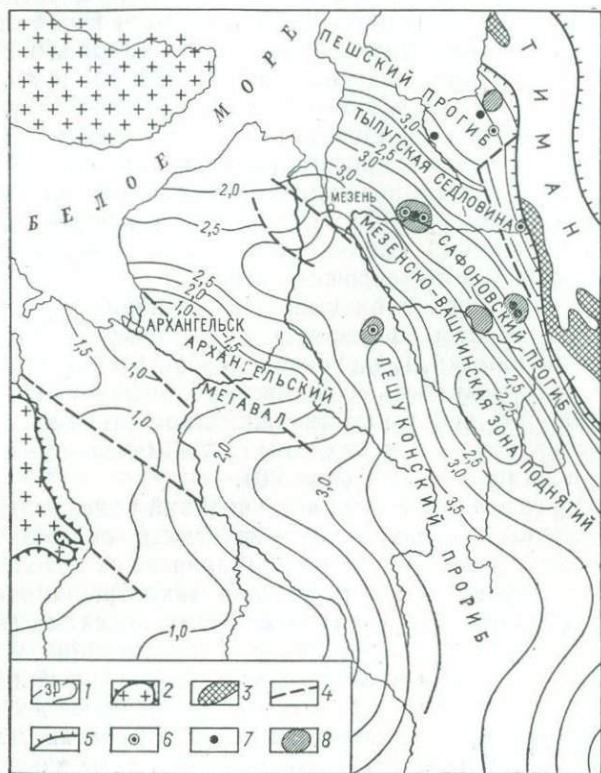


Рис. 20. Тектоническая схема Мезенской впадины с размещением геохимических скважин. Составил А. В. Камышников, 1973 г.

1 — изогипсы по поверхности кристаллического фундамента; области выходов на поверхность: 2 — кристаллического фундамента, 3 — метаморфических сланцев; 4 — нарушения в кристаллическом фундаменте; 5 — области развития складчатых сооружений Тимана; скважины: 6 — геохимические; 7 — опорно-параметрические; 8 — структуры, подготовленные к бурению.

и карбонатные породы в верхней части уфимского яруса имеют низкую газонасыщенность (максимальное содержание метана —  $0,0474 \text{ см}^3/\text{л}$ ), при увеличении содержания водорода (до  $1,1 \text{ см}^3/\text{кг}$ ),

В ангидритово-доломитовой толще кунгурского яруса газонасыщенность резко увеличивается (концентрация метана достигает  $1,5 \text{ см}^3/\text{кг}$ ) и происходит качественное изменение состава углеводородных газов (относительное содержание метана составляет 99%).

Максимальные концентрации углеводородов приурочены к микро-трещиноватым разностям.

Аналогичные результаты были получены в скв. 62, где вскрыты те же литолого-стратиграфические комплексы и наблюдалась весьма сходная со скв. 61 их газонасыщенность.

Скв. 69 и 72 находятся в северо-западной части Сафоновского прогиба в сходных геологических условиях и имеют примерно одинаковые разрезы до нижнепермских отложений (до забоя скв. 72).

В породах татарского и казанского ярусов низкая газонасыщенность углеводородных газов при относительно высоком содержании метана — 89%. В нижней части нижнепермских отложений (в терригенных прослоях кунгура) газонасыщенность глинистого раствора резко увеличивается (содержание метана достигает  $0,11 \text{ см}^3/\text{кг}$ ), причем в нижней части отложений казанского яруса намечается увеличение концентрации углеводородных газов (содержание метана до  $0,16 \text{ см}^3/\text{кг}$ ), в которых присутствуют гомологи метана до бутана включительно.

Резко увеличивается газонасыщенность глинистого раствора в терригенных прослоях соленосно-гипсовой толщи кунгура (содержание метана до  $1,5 \text{ см}^3/\text{л}$ ), причем в составе газов здесь встречены все тяжелые гомологи метана.

Нижележащие породы вскрыты только в скв. 69, по которой видно, что содержание газов в низах нижнепермских отложений и в отложениях карбона заметно уменьшается при увеличении относительного содержания метана (в среднем до 88%). В кембрийских породах и в отложениях карбона зафиксированы наибольшие содержания гелия.

Интересно сравнить концентрации углеводородных газов в нижнепермских и каменноугольных отложениях по скв. 66 и 69, пробуренным в различных частях Сафоновского прогиба. В скв. 66 их газонасыщенность в 100—200 раз выше при меньших количествах гелия и водорода, чем в скв. 69. Состав углеводородных газов более тяжелый в скв. 66 (встречена вся гамма гомологов метана до гексана включительно) и содержание  $C_{орг}$  и битумов здесь на порядок выше.

В скв. 48 и в Дорогорской скв. 1, пробуренных в Лешуконском прогибе, отложения верхней перми и кунгура характеризовались незначительными концентрациями углеводородных газов, в которых преобладал метан при разных содержаниях органического вещества в породах.

Геохимическое изучение керн в опорно-параметрических скважинах, проведенное А. С. Медведевым, показало, что довольно перспективными отложениями являются породы верхнепротерозойского комплекса, в которых установлено значительное содержание метана (до  $1,164 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породы) и его гомологов (суммы тяжелых углеводородов до  $0,585 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породы), причем наблюдается увеличение количеств метана и в меньшей степени тяжелых углеводородов от верхне- к нижневалдайской серии венда.

Аналогичные высокие показатели по углеводородам и органическому веществу имеют отложения кембрия, а в восточных районах — впадины породы девона.

Наряду с газометрической съемкой скважин, под руководством О. В. Барташевич проводились физико-химические исследования органического вещества и битумов в породах протерозойского и мезозойского возраста.

Протерозойские отложения, изученные в трех скважинах (Койнасская скв. 1, Лешуконская скв. 1, Сафоновская скв. 1), характеризуются низким содержанием органического вещества, находящегося в стадии глубокого преобразования. Эти отложения можно рассматривать как возможно нефтепродуцирующие.

Палеозойские отложения (каменноугольные и пермские) изучались в скв. 61, 66, 69, данные по которым показывают, что в восточном направлении происходит заметное увеличение органического вещества в породах; на востоке встречены горизонты, содержащие значительное количество органического вещества (до 20%).

В мезозойских породах (изученных в скв. 61, 62, 66) явных проявлений миграционных битумов не обнаружено, а в юрских отложениях имеются горизонты, обогащенные органическим веществом.

Анализ материалов геохимического опробования нескольких скважин показывает, что характер газонасыщенности осадочных пород в Мезенской впадине как по разрезу, так и по площади неоднороден. Мезозойские отложения, вплоть до нижнеказанских, находясь в зоне гипергенеза, характеризуются низким содержанием углеводородных газов. В породах, залегающих ниже слабопроницаемых гипсово-ангидритовых прослоев кунгура, наблюдается возрастание газонасыщенности, преимущественно метаном. Поэтому геохимические поиски во впадине необходимо ориентировать на залегающие ниже зоны свободного газо- и водообмена нижнепермские и каменноугольные отложения, имеющие выдержанный литологический состав и низкое содержание органического вещества. Высокие содержания углеводородных газов в отложениях нижней перми и карбона (в десятки и сотни раз выше, чем в Моисеевской скв. 72) на северо-востоке Сафоновского прогиба, в пределах Четласской ступени и в Пешском прогибе подтверждают геологические данные о перспективах нефтегазоносности более древних отложений в этих крупных структурах.

Несмотря на небольшие объемы проведенных работ, результаты геохимического опробования скважин подтверждают геологические данные о перспективности этих отложений и указывают на возможность прогнозирования нефтегазоносности недр до вскрытия потенциально возможных продуктивных горизонтов и выделения наиболее перспективных районов — зон нефтегазонакопления. Это позволяет рекомендовать продолжение газометрических исследований в скважинах в нижнепермских или каменноугольных отложениях. Эти породы имеют выдержанный литологический состав и низкое содер-

жание органических веществ, что позволяет получать более или менее представительную информацию.

В труднодоступных районах севера проводится только глубокое поисковое бурение. Это заставляет ориентировать проведение геохимических исследований по всему разрезу скважины. Следует отметить, что средние концентрации углеводородных газов, гелия и водорода в керне и в глинистом растворе почти одинаковы по всем исследованным скважинам, что позволяет проводить геохимические поиски по глинистому раствору с минимальным отбором керна для контроля полученных результатов и исследования в нем органического вещества и битумоидов.

Поиски нефти и газа в Мезенской впадине только начинаются и повышение их эффективности может быть достигнуто на основе комплексного применения геологических, геофизических и геохимических методов. Геохимические исследования во всех скважинах позволяют быстрее оценить нефтегазоносность впадины, но, к сожалению, они в 1973 г. были прекращены.

## Глава IX

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЕ И ИХ РЕЗУЛЬТАТЫ

Московская синеклиза на северо-западе граничит с Балтийским щитом, на востоке с Котельническо-Сысольским поднятием, на юго-востоке с Токмовским сводом, на юге с Пачелмским прогибом, на юго-западе с Крестцовско-Валдайским прогибом.

Осевая зона Московской синеклизы, имея грабенообразное строение, простирается с юго-запада на северо-восток по линии Волоколамск — Ярославль — Галич (Демидов, Мирзаев, 1971).

В осадочном чехле в центральной части синеклизы прослеживается Рыбинско-Суховская (Починско-Рославская) валообразная зона, которая наиболее четко трассируется по кровле верейских отложений, начиная от истоков р. Кашинка до р. Сухоны (по линии городов Рыбинск, Данилов, Любим, Солигалич, Рослятино). В этой зоне кулисообразно расположены брахиантиклинальные структуры — Букаловская (Арефинская), Даниловская, Дьяконовская, Любимовская, Рыбинская, Солигаличская и др. В целом у антиклинальных структур этой зоны фиксируется асимметричное строение, причем наиболее крутыми ( $2-3^\circ$ ) являются юго-восточные крылья.

Букаловская структура выявляется по кровле верейских отложений и имеет два куполообразных осложнения с амплитудой поднятия 10—15 м. Солигаличское поднятие намечается по выходам на поверхность казанских отложений среди пород татарского яруса. По кровле верейского горизонта амплитуда поднятия составляет 80 м. В Московской синеклизе имеется еще несколько валообразных зон — Ростовско-Костромская, Щелковско-Берендеевская и др.

Гидрогеологические критерии, наличие пород-коллекторов, материалы люминесцентного изучения органического вещества и битумов, ряд интересных нефтегазопроявлений в разрезах скважин (Даниловские скв. 1, 2, 4; Солигаличские скв. 1, 2; Смоленская скв. 1) позволяют считать перспективными для поисков нефти и газа отложения протерозоя: вендский и ордовикский комплексы.

Однако в настоящее время затруднительно дать оценку отдельных частей (синеклизы в газонефтепоисковом отношении).

В Московской синеклизе слабо изучена тектоника додевонских отложений из-за резкого несоответствия структурных планов. В связи с этим для ввода в поисковое бурение площадей в Среднерусском авлакогене недостаточно одних структурных построений по девонским отложениям с использованием данных сейсморазведочных работ МОВ, а требуются дополнительные оценочные критерии, в чем существенную помощь может оказать комплекс методов нефтегазопроисковой геохимии.

Геохимические исследования в Московской синеклизе начались в 1940 г. и проводились в виде бактериальных исследований грунтов и кернов опорной скважины в районе Непейцино, экспериментальных исследований по разработке теории геохимических поисков месторождений нефти и газа (Могилевский, 1959; Демидов, 1971) и обследованию площадей отдельных газохранилищ до ввода их в эксплуатацию (Щелковское, Калужское, Невское), т. е. носили опытно-методический характер. Эти работы выполняли сотрудники ВНИГРИ, ВНИИГаз, ВНИИЯГ и др.

В комплекс геохимических поисковых работ входили газометрические исследования глинистого раствора и керна структурно-поисковых скважин глубиной до 500—600 м, параметрических и глубоких поисковых скважин и газобиохимическая съемка по водоисточникам (рис. 21).

Одновременно в некоторых скважинах проводились определения содержания гелия и изучался изотопный состав углерода, глубинных и поверхностных углеводородных газов.

Основной объем геохимических исследований, выполненный в Московской синеклизе, приходится на газометрию скважин структурно-поискового бурения. На различных площадях синеклизы — Букаловской, Переславль-Залесской, Ивановской, Ростовской, Кадыйской, Рождественской, Георгиевской и Павинской было обследовано более 60 скважин.

В 1968 г. газометрия структурно-поисковых скважин проводилась по профилю Калязин — Переславль-Залесский, на Ивановской и Переславской площадях, где обследованы разрезы 15 скважин. Изучались газонасыщенность терригенных отложений верхней перми и карбонатных пород среднего и верхнего карбона и установлено, что содержания углеводородных газов на отдельных площадях существенно различались (Демидов, 1971).

Переславская площадь характеризуется низким содержанием углеводородных газов ( $\text{CH}_4$  —  $5 \cdot 10^{-4}$ ,  $\text{TU}$  —  $2 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л для перм-

ских отложений и соответственно  $8 \cdot 10^{-4}$  и  $8,5 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л для пород карбона).

Высокие содержания углеводородов в верхнепермских и каменноугольных отложениях отмечались северо-восточнее Ивановского участка на продолжении Зубцово-Кимрского вала ( $\text{CH}_4$ — $15 \cdot 10^{-4}$ ,  $\text{TU}$ — $7 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л для пород перми и соответственно  $23 \cdot 10^{-4}$  и  $21,5 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л для отложений карбона).

Несмотря на малое количество скважин и на большие расстояния между ними, можно говорить о северо-восточном простирании участка с повышенными концентрациями углеводородов и его совпадении с общим простиранием структур Московкой синеклизы — он расположен на продолжении Зубцово-Кимрского вала.

В 1969 г. на Букаловской площади ВНИИЯГГом и трестом Ярославнефтегазразведка проводились газометрические исследования в скважинах структурно-поискового бурения.

Отложения верхнего и частично среднего (московский ярус) карбона на Букаловской площади выбраны в качестве опорных геохимических горизонтов, по которым проводились сопоставления. Основанием для выделения этих отложений в качестве опорных геохимических горизонтов послужили низкое содержание в них рассеянного органического вещества, их литологическая вы-

держанность и достаточная мощность — для получения представительного количества образцов, а также их залегание ниже зоны свободного водогазообмена (350—400 м и более).

Сравнительно высокие средние содержания углеводородов (по глинистому раствору) в отложениях карбона зафиксированы на крыльях и частично в периклинальной части Букаловской структуры, т. е. газовая аномалия имела в плане кольцевую форму. Особенно контрастно аномалия по кровле верейского горизонта выявлена на южном крыле структуры, где в районе скв. 49 сумма тяжелых углеводородов составляет  $40 \cdot 10^{-4}$ — $100 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л, а в верхнепермских достигает порядка  $40 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л. В распределении метана на-

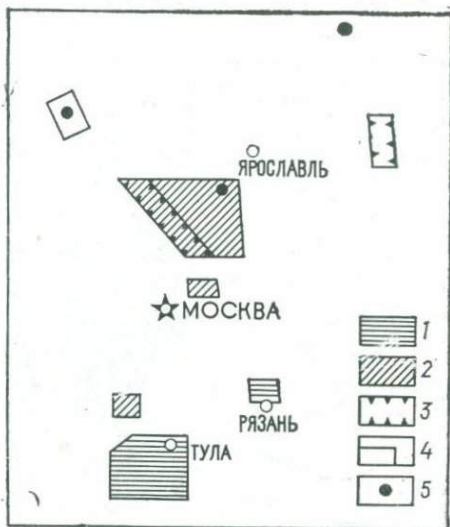


Рис. 21. Схема геохимической изученности Московской синеклизы. Составил В. А. Демидов, 1971 г.

Газобioхимическая съемка по волонтерским, проведенная: 1 — ВНИГНИ и ВНИИГазом, 2 — ВНИИЯГГ; 3 — газометрическая съемка; 4 — водногазовая съемка, проведенная ВНИИЯГГ; 5 — газометрия глубоких скважин.

блюдается аналогичная картина в верхнекаменноугольных отложениях, его содержание достигает  $80 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л, а в верхнепермских — до  $40 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л, а в верхнепермских — до  $40 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/л.

Наличие максимальных содержаний углеводородных газов на крыльях структур, по-видимому, в первую очередь объясняется ее тектоническими особенностями: наличием сложной сети трещин и, вероятно, мелких тектонических нарушений с незначительными смещениями горизонтов по плоскостям сбрасывателей, что довольно отчетливо выявляется геолого-геофизическими материалами и тщательным дешифрированием аэрофотоматериалов (рис. 22).

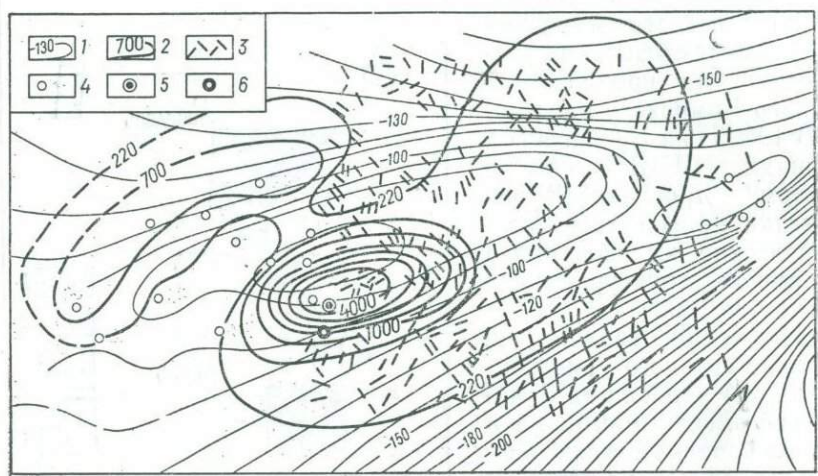


Рис. 22. Схема соотношения геохимической аномалии и линияментов дешифрирования на Букаловской площади. Составил В. А. Демидов по материалам ВНИИЯГГ, ГУЦР и треста Ярославнефтегазразведка, 1972 г.

1 — стратизоигрсы по поверхности нижнепермских отложений; 2 — изолинии тяжелых углеводородов в верхнепермских отложениях; 3 — линияменты по данным дешифрирования аэрофотоматериалов; 4 — структурно-поисковые скважины; 5 — глубокая скважина, рекомендованная ВНИИЯГГ; 6 — пробуренная глубокая скважина.

Изучение изотопного состава углерода на Букаловской и других структурах показывает, что газы глубинных горизонтов Московской синеклизы близки к углеводородам нефтяных залежей других районов.

К Букаловской структуре приурочена также и четкая гелиевая аномалия. Относительно высокое содержание гелия в единичных водопунктах прослеживается и далее на северо-восток к Даниловской площади, что возможно обусловлено наличием разлома, способствующего подтоку газов с глубины. Геохимическая аномалия Букаловской площади совпадает с одноименной структурой и имеет кольцевой характер. Глубинная природа аномалии обусловлена наличием антиклинальной структуры, приуроченностью аномалий к

отложениям карбона, характеризующихся низким содержанием органического вещества, наличием нефтегазопроявлений в отложениях протерозоя и палеозоя на смежной Даниловской территории и благоприятными условиями для вертикальной миграции углеводородов.

Устойчивый характер углеводородной аномалии на Букаловской площади подтвердился последующей детализацией результатов геохимических исследований — установлено наличие повышенных концентраций углеводородов в отложениях не только верхнего карбона, но и перми. Это позволило рекомендовать Букаловскую площадь как объект для постановки глубокого бурения по геохимическим данным.

На Букаловской площади проведено глубокое бурение. Первая скважина, заложенная в своде структуры, не дала каких-либо положительных результатов. Однако на структуре плохо изучено глубинное строение девонских и более древних отложений и в частности сравнительно перспективных отложений венда.

Данные геологического строения структуры: смещение свода поднятия в додевонских отложениях в сторону кругого крыла, т. е. на юго-восток в район структурно-поисковой скв. 49, позволяет предполагать возможное отражение геохимической аномалией нефтяной залежи в древних горизонтах (в ордовике и верхнем протерозое). К аналогичным условиям на Даниловской площади приурочено нефтепроявление в скв. 4.

В 1970 г. ВНИИЯГГом была проведена газометрическая съемка пяти скважин глубиной 512—600 м в районе пос. Кадый с целью изучения газонасыщенности вскрытой части разреза — от четвертичных до нижнепермских пород включительно. В результате в карбонатных татарских и казанских отложениях было установлено повышенное содержание углеводородных газов, которое увеличивалось в юго-восточном направлении (скв. 146, 147).

В 1971 г. ВНИИЯГГ совместно с трестом Ярославнефтегазразведка проводил газометрические исследования в 12 скважинах глубиной 500—600 м на Рождественской, Георгиевской и Павинской площадях. На Рождественской площади была установлена довольно контрастная газовая аномалия в пермских отложениях. Газовая фаза представлена полным рядом углеводородов от метана до гексана включительно. В верхнепермских отложениях (казанский ярус) аномальное содержание углеводородов отмечается в присводовой части Рождественской антиклинальной структуры (скв. 170), где содержание метана составляет 0,1—0,32 см<sup>3</sup>/л, а тяжелых углеводородов — 0,075—0,165 см<sup>3</sup>/л. В нижнепермских отложениях максимальные содержания метана (0,15—0,55 см<sup>3</sup>/л) также фиксируются в разрезе скв. 170, а содержание тяжелых углеводородов (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>—C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), которое здесь же достигает максимальных значений, составляет 0,1—0,33 см<sup>3</sup>/л. При этом наблюдается четкая тенденция к увеличению концентраций углеводородов с глубиной. Поэтому на этой площади было рекомендовано заложение глубокой скважины



В 1968 г. была исследована газонасыщенность палеозойских и протерозойских отложений разреза Ростовской скв. 1 с отбором проб глинистого раствора через 20 м. Установлено низкое содержание углеводорода по всему разрезу, за исключением верхнеордовикских отложений, где содержание углеводородов (метана и тяжелых) достигает 0,14—0,15 см<sup>3</sup>/л. Такие концентрации фактически соответствуют фоновому содержанию углеводородов в прогибах, где и заложена эта скважина.

В 1969 г. были проведены газометрические исследования по глинистому раствору Солигаличской скв. 7. Исследования велись с глубины 620 м (в отложениях московского яруса среднего карбона) до глубины 1670 м (кембрий). Результаты газометрических исследований показали, что с глубины около 1100 м газонасыщение раствора значительно возрастает (до 0,15 см<sup>3</sup>/л). В составе гомологов метана преобладают пропан и бутан, предельные углеводороды превалируют над непредельными. Отличительной чертой разреза Солигаличской скв. 7 является значительная газонасыщенность пород в сравнительно широком интервале разреза — 1100—1670 м. При этом повышенная газонасыщенность приурочена к породам среднего и нижнего девона, к их различным литологическим разностям — известнякам, песчаникам, пескам и др.

Совершенно отличная характеристика газонасыщенности пород палеозоя была получена в результате газометрических исследований в Молоковской скв. 1. В разрезе этой скважины девонские отложения характеризуются низкими значениями газонасыщенности, составляющими, как правило, тысячные и десятитысячные доли кубических сантиметров на литр и только в редких случаях газонасыщенность достигает 0,01 см<sup>3</sup>/л.

Повышенная газонасыщенность отмечается лишь в песчаниках и аргиллитах нижней части среднеордовикских отложений, где содержание метана достигает 0,08 см<sup>3</sup>/л, а тяжелых углеводородов — 0,15 см<sup>3</sup>/л. Увеличение газонасыщенности фиксируется в протерозойских песчаниках, что может указывать на наличие здесь своих генерирующих углеводородных источников.

Наряду с изучением глинистого раствора глубоких скважин, в них частично исследовался керн. Газонасыщенность пород по керну хорошо коррелировалась с выявленной газонасыщенностью по глинистому раствору.

В результате газометрических исследований в глубоких скважинах установлены комплексы отложений, характеризующиеся повышенной газонасыщенностью — это породы в средней части протерозойской группы (Молоковская скв. 1) и отложения нижнего, среднего и частично верхнего девона в северо-восточной части Московской синеклизы (Солигаличская скв. 7).

Таким образом, газометрическая съемка глубоких скважин, заложённых в благоприятных структурных условиях, позволяет уточнить количественную и качественную характеристики углеводород-

ных газов и дать региональную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных площадей и структур.

В 1968—1969 гг. в пределах Московской синеклизы на ряде площадей была проведена газобиохимическая съемка по водоисточникам. В результате этих работ были выделены слабоконтрастные газовые и бактериальные аномалии, которые в целом группируются в пределах Зубовско-Кимрской валлообразной зоны и в Ростовско-Костромской зоне поднятий. В связи с недостаточной изученностью глубинного строения района приуроченность большинства газобактериальных аномалий к локальным структурам не выяснена. Отмечается некоторое совпадение аномалии с поднятиями на Переславской и Ивановской площадях, а в пределах Букаловского поднятия газобактериальная аномалия в плане соответствовала структуре по кровле карбонатных отложений палеозоя и аномалиям, выделенным газометрической съемкой. Газобиохимические исследования по водоисточникам в Московской синеклизе и на нефтегазоносной территории Нижнего Поволжья свидетельствуют о том, что газовые и бактериальные показатели на площади Московской синеклизы, как правило, снижаются с увеличением глубины.

## Глава X

### ГАЗОБИОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЕ

Балтийская (Польско-Литовская) синеклиза занимает большую часть Прибалтики и в административном отношении расположена в юго-западной части Латвийской ССР, в западной части Литовской ССР и в Калининградской области РСФСР, юго-западная оконечность Балтийской синеклизы выходит за пределы Советского Союза и расположена в Польской Народной Республике. Западное крыло Балтийской синеклизы находится под водами Балтийского моря. Мощность осадочного чехла Балтийской синеклизы увеличивается в юго-западном направлении и в центральной части синеклизы достигает 2500—3000 м. Отложения осадочного чехла представлены породами широкого возрастного диапазона от синийского и кембрийского до четвертичного включительно.

Основным нефтеносным горизонтом в Балтийской синеклизе являются отложения среднего кембрия (дейменаская серия), в которых залегают все до сих пор известные нефтяные месторождения Южной Прибалтики: Южно-Шюпарайское (Гаргждайская площадь), Вилькичайское, Красноборское, Западно-Красноборское, Ушаковское, Исаковское и др.

В меньшей степени нефтеносны отложения верхнего ордовика (пиргу-поркуниский нефтеносный горизонт), в которых залегают непромышленные Кибартайское и Гусевское месторождения. Незначительная нефтеносность установлена в отложениях среднего

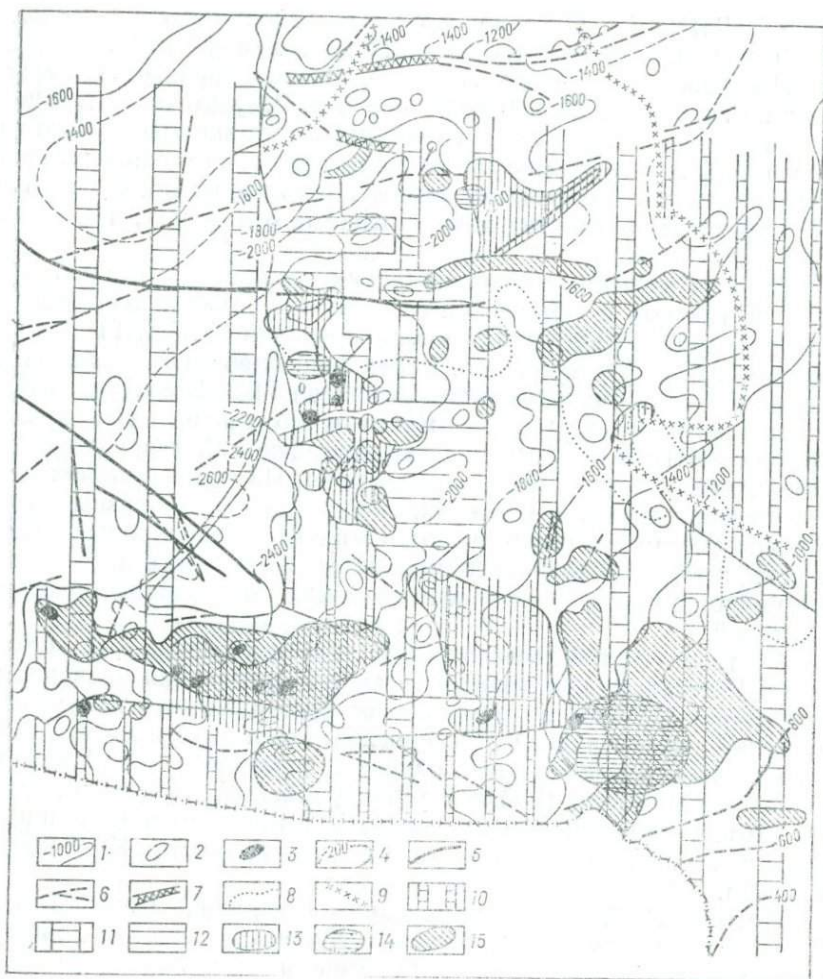


Рис. 24. Сводная схема газобиохимических аномалий юго-западной Прибалтики.  
Составил А. И. Трипонис, 1973 г.

1 — изолинии кровли кристаллического фундамента; 2 — локальные структуры; 3 — нефтеносные и промышленно-нефтеносные структуры; 4 — изолинии интенсивности развития бактерий (в усл. ед.); 5 — линии тектонических разрывов по сейсмическим данным; 6 — линии предполагаемых тектонических разрывов по данным ТЗ, КМПВ, гравиметрии и магнитометрии; 7 — зоны тектонических нарушений; 8 — граница мелового водоносного комплекса; 9 — граница науаякмянского водоносного горизонта; изученность территории; 10 — регионально-рекогносцировочными работами, 11 — рекогносцировочно-площадными работами; 12 — детальными работами; аномалии: 13 — микробиологические, 14 — газовые, 15 — гидрхимические.

ордовика (таллинско-идаверский горизонт), верхнего силура (пагегайский горизонт), а также нижнего девона (тильжеский и шяшувский горизонты) и верхней перми (жальгирайская свита).

Газобиохимические исследования в Балтийской синеклизе проводятся с 1964 г. ЛитНИГРИ при методическом руководстве и уча-

сти ВНИИЯГГа. Основной объем газобиохимических исследований был проведен в юго-западной Прибалтике (рис. 24).

Исследования проводились в водоносных горизонтах, залегающих на глубине от 50—60 до 300—350 м. Результаты исследований показали, что с возрастанием глубины залегания водоносного горизонта происходит увеличение информативности отдельных газобиохимических показателей, информативность последних всегда лучше в водоносных горизонтах дочетвертичных отложений, чем четвертичных.

Во всех изученных водоисточниках определялся микробиологический, газовый и химический составы вод. Микробиологический и газовый анализы выполнялись в лаборатории ВНИИЯГГ под руководством Г. А. Могилевского. Десорбция проб воды проводилась с применением термовакuumного десорбера ГБЭ. В составе газа, растворенного в воде, выделяли метан и его гомологи (на хроматографах ДИП-1 и Геохимик), а также углекислый газ, водород, кислород, азот, гелий и другие компоненты. Из числа индикаторной микрофлоры изучали бактерии, окисляющие газообразные углеводороды (метан, пропан и бутан) и жидкие углеводороды (пентан, гексан, гептан). В отдельных источниках выяснялось наличие сульфатредуцирующих, денитрифицирующих и водородобразующих бактерий.

На территории Литовской ССР и Калининградской области РСФСР детальные газобиохимические исследования проведены на структурах II порядка: Шилальском, Кибартайском выступах и в западной части Клайпедского прогиба. Рекогносцировочно-площадные газобиохимические исследования проведены на Машейкяйском, Тяльшайском, Таурагском, Лигумайском, Дубисском, Куршенайском, Гусевском, Гремяченском, Дружбинском и Калининградском выступах, в Скуодаском и в восточной части Клайпедского прогиба.

Нестеровский, Краснознаменский, Славский, Большаковский, Южно-Калининградский выступы и Куршский прогиб охвачены только регионально-рекогносцировочными исследованиями. Опираясь на полученные результаты, была оценена нефтеперспективность большинства площадей и ряда локальных структур, расположенных на вышеупомянутых структурах II порядка. По исследованным районам были составлены карты интенсивности развития бактерий, окисляющих газообразные и жидкие углеводороды, суммарной газобиохимической интенсивности развития бактерий, окисляющих углеводороды, карты распространения углеводородных газов и карты химического состава вод отдельно для каждого исследованного водоносного комплекса (верхнепермского, мелового и четвертичного).

Результаты газобиохимических исследований во всех водоносных комплексах позволили оконтурить площадные газовые и микробиологические аномалии, часто сопровождаемые гидрохимическими аномалиями, выделенными по генетическому типу вод, об-

щей минерализации и составе микроэлементов. Изучение бактерий, окисляющих газообразные углеводороды, имело первостепенное значение для установления микробиологических аномалий и оценки нефтеносности площадей и структур. Особенно это относится к бактериям, окисляющим пропан и бутан, которые отсутствуют на большей части Балтийской синеклизы. Случаи их обнаружения падают на аномалии, приуроченные к нефтеносным структурам и нефтяным месторождениям. Интенсивность развития пропанооксиляющих и бутанооксиляющих бактерий в пресных водах напорных водоносных горизонтов, расположенных над продуктивными площадями, обычно превышает 50 усл. ед., а иногда достигает 200—250 усл. ед.

Метанооксиляющие бактерии более широко распространены на территории Балтийской синеклизы, чем пропан- и бутанооксиляющие. Увеличение интенсивности развития этих бактерий часто сопровождается увеличением концентрации метанового газа, что во всех случаях отмечено для нефтеносных структур. Аномалии по метанооксиляющим бактериям выделялись с учетом современного метанообразования, которое контролировалось установлением метанообразующих бактерий. В случае присутствия метанообразующих бактерий совместно с метанооксиляющими, значения интенсивности развития последних при выделении микробиологических аномалий не учитывались. Информативность гептанооксиляющих бактерий увеличивается с глубиной. В водах мелового водоносного комплекса в центральной части Балтийской синеклизы ареал максимальных содержаний гептанооксиляющих бактерий совпадает с участками аномально повышенного содержания метанооксиляющих бактерий, а нередко и с повышенным содержанием углеводородных газов. Таким образом, результаты газобиохимических исследований позволили уточнить индикаторную роль отдельных групп углеводородоксиляющих бактерий.

На наличие миграции углеводородного газа с глубины указывает увеличение концентрации углеводородного газа. Так, например, на Кибартайской нефтеносной площади максимальные концентрации углеводородных газов в водах четвертичных отложений составляют 13—14%, т. е. значительно ниже, чем в водах меловых отложений (28—29%). Аналогичные закономерности установлены на площадях Шилальского выступа и в западной части Клайпедского прогиба. Это подтверждает положение об образовании газобиохимических аномалий над нефтеносными структурами за счет процесса вертикальной миграции углеводородов из нефтесодержащих нижнепалеозойских отложений, выдвинутое А. И. Трипонисом и Г. А. Могилевским.

Результаты газобиохимических исследований, на основании которых дана оценка перспектив нефтеносности отдельных площадей и структур, подтверждены данными нефтеразведочного бурения. В 1964, 1965 гг. были установлены газобиохимические аномалии на Шилальском выступе и в районе нижнего течения р. Неман. В даль-

нейшем, в 1968 г., здесь было открыто Гаргждайское нефтяное месторождение, в 1971 г. Вилькичайское месторождение. Нефтяные месторождения на Гремяченском, Южно-Калининградском выступах открыты на площадях, которые по результатам газобиохимических исследований были оценены положительно.

Ряд площадей и структур были оценены отрицательно. К их числу относятся Салантайская, Траубайская, Лаукувская, Дружбинская структуры. Результаты бурения полностью подтвердили прогнозы. На всех этих структурах не обнаружено каких-либо нефтепроявлений. В отношении Плунгенской структуры, которая по газобиохимическим показателям была оценена как бесперспективная, отрицательный прогноз по существу также подтвердился: загустевшая, дегазировавшаяся нефть здесь была обнаружена только в одной скважине в своде структуры, а в остальных пяти скважинах, расположенных вокруг этой скважины, нефтепроявления вообще не обнаружены.

На Усенайской площади, находящейся за контуром газобиохимической аномалии, при разбуривании четырех скважин, нефтепроявления отсутствуют. Следует заметить, что Усенайская структура, выявленная по данным сейсморазведочных работ, также не подтвердилась. Таким образом, эффективность газобиохимических исследований, проводимых по водам напорных водоносных горизонтов в условиях Южной Прибалтики, установлена на основании достаточного количества случаев их апробации глубоким бурением. Так, на структурах, положительно охарактеризованных, из 18 площадей на 10 обнаружены промышленные залежи нефти и на 8 — непромышленные скопления.

В отношении отрицательно охарактеризованных площадей, подвергшихся разбуриванию, подтвердилось отсутствие нефти на шести структурах.

## Глава XI

### РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

Припятский прогиб с севера и юга на всем протяжении ограничен глубинными разломами субширотного простирания, образующими сложную ступенчатую систему кулисообразных сбросов, амплитуда которых по поверхности фундамента достигает 3—4 км. Характерной структурной особенностью прогиба является широкое развитие разрывных нарушений большой протяженности, которые широко фиксируются по кровле фундамента и по подсолевым породам. Основная часть разломов согласуется с простиранием прогиба и протягивается в субширотном направлении на 100—150 км и бо-

лее. Менее протяженные разломы имеют северо-восточное или субмеридиональное простирание. Амплитуды субширотных (продольных) и субмеридиональных (поперечных) разломов изменяются от нескольких сотен метров до 2 км и более (Горелик, Айсберг, Синичка, 1969).

Сочетание продольных и поперечных разломов обусловило блоковое строение фундамента прогиба, причем блоки образуют систему чередующихся ступеней, вытянутых в широтном направлении и залегающих на разных глубинах от 500 до 5500—6000 м.

Блоковое строение фундамента находит свое отражение в нижнем структурном ярусе осадочного чехла Припятского прогиба, сложенном протерозойскими породами (верхнерифейскими и вендскими) и девонскими отложениями (от живецких до нижефаменских). В составе последних выделяются четыре толщи: «подсолевая терригенная», «подсолевая карбонатная», «нижняя соленосная» и «менесолевая».

Для пород нижнего структурного яруса характерно преимущественно моноклинальное залегание, унаследованное от блокового строения фундамента: здесь широко развиты ограниченные разломами ступени — однокрылые, часто вытянутые структуры типа моноклиналей (структуры II порядка).

Средний структурный ярус состоит из разнофациальных пород фаменского яруса («верхняя соленосная» и «подсолевая» толщи) и отложений нижнего и среднего карбона. Отложения среднего структурного яруса интенсивно дислоцированы в куполовидные, брахиантиклинальные и антиклинальные структуры, объединенные в протяженные валы, тесно связанные с разломами (структуры III порядка). Степень дислоцированности локальных поднятий (структур IV порядка), приуроченных к валам, вверх по разрезу уменьшается, что связано с особенностями соляной тектоники и наличием в надсолевых отложениях ряда перерывов и разрывов. В пределах Припятского прогиба насчитывается свыше 80 локальных поднятий.

Верхний структурный ярус сложен отложениями перми, мезозоя и кайнозоя, которые с большим перерывом (от конца среднего карбона и до начала перми) и почти горизонтально залегают на породах среднего структурного яруса.

Припятский прогиб — один из молодых нефтедобывающих районов страны, где с 1963 г. открыто девять промышленных месторождений нефти: Речицкое, Осташковичское, Тишковское, Давыдовское, Вишанское, Вышемирское, Восточно-Первомайское, Навдинское и Барсуковское. Промышленные скопления нефти сосредоточены в межсолевых и подсолевых отложениях девона. Продуктивные пласты представлены пористыми и трещиноватыми, местами кавернозными известняками и разными доломитами. Их глубина залегания 2,0—3,5 км.

Нефтяные залежи перекрыты прослоями глинисто-карбонатных пород, которые иногда содержат асфальтено-подобные вещества, свидетельствующие о некотором разрушении скоплений нефти.

В отложениях надсолевого девона и карбона встречены только газо- и нефтегазопроявления. Они могут содержать крупные скопления углеводородов в восточной части прогиба, где имеются глубоко погруженные участки с благоприятными условиями для образования и сохранения залежей. В залегающих выше отложениях (пермских, триасовых, юрских, меловых, палеогеновых, неогеновых и четвертичных) нефтегазопроявлений не наблюдается и они не пер-

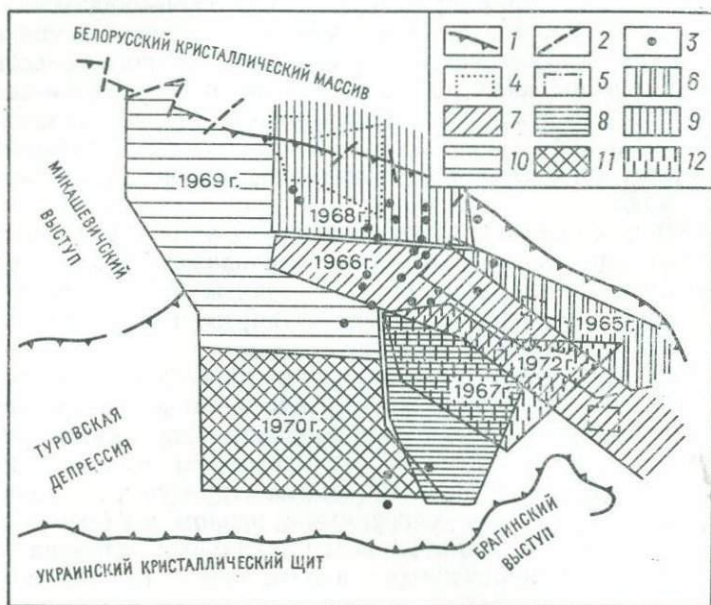


Рис. 25. Схема изученности Припятского прогиба геохимическими методами поисков нефти и газа. Составил Ю. Я. Кузьмин, 1971 г.

1 — глубинные разломы, ограничивающие прогиб; 2 — поперечные разломы; 3 — скважины, в которых проводилась газометрия; 4 — площадь газовой съемки в 1938 г.; 5 — площадь комплексных геохимических исследований в 1965, 1966 г. газобактериальное изучение водосточников по годам — площади изученные: 6 — в 1965 г., 7 — в 1966 г., 8 — в 1967 г., 9 — в 1968 г., 10 — в 1969 г., 11 — в 1970 г., 12 — в 1971, 1972 г.

спективны в отношении нефтегазонасности: не имеют надежных покрышек и находятся в зоне активного водообмена (Нефть Белоруссии..., 1969).

Первые геохимические исследования в Припятском прогибе в виде маршрутных газосъемочных работ были проведены А. И. Аверкиным в 1938 г. в районе Глуск—Паричи, в зоне северного краевого шва (рис. 25), на несовершенной аппаратуре — ртутных приборах, характеризовались короткими профилями и малым отбором проб на небольшой глубине, т. е. имели существенные недостатки, общие для того периода.

В 1950—1952 гг. экспедицией Геохимбиоразведка в нескольких скважинах были выполнены под руководством Г. А. Могилевского газокаротажные работы, которые больше напоминали газометрические исследования. В разрезах скважин отмечались повышенные содержания углеводородов (сопоставимые с другими нефтеносными районами), а в Ельской скв. 2 был выделен интервал, в котором впервые был получен непромышленный приток нефти.

В 1961, 1962 гг. на Ельской, Шестовичской, Наровлянской и Прудокской структурах в небольших объемах была проведена опытная люминесцентно-битумная съемка (В. А. Алексеев, В. А. Лапуть, В. Н. Михайлович, В. В. Жуков), зафиксировавшая повышенное содержание битумов в подпочвенных слоях над погребенными разрывными нарушениями на Шестовичской и Прудокской структурах.

В 1965, 1966 гг. в северо-восточной части Припятского прогиба ВНИИЯГГ (лаборатория микробиохимии) и БелНИГРИ (отдел гидрогеологии) провели комплекс геохимических исследований опытно-методического характера. Наибольший объем геохимических работ был поставлен на площадях Речицкого и Осташковичского нефтяного месторождений, на Ястребковской «пустой» структуре и на Салтановской структуре с невыясненными перспективами нефтеносности. На их площади было проведено газобиохимическое исследование водоисточников, грунтов и неглубоких скважин (до 120 м), а также изучение химического состава вод и битумино-логическая съемка по грунтам (рис. 26).

Результаты исследований четырех площадей с разной степенью нефтеносности показали, что величины геохимических показателей в зоне аэрации по разным видам исследований не контрастны, весьма противоречивы и не дают однозначного ответа относительно связи геохимических параметров с нефтеносностью недр.

Аномальное содержание битумных веществ в подпочвенном слое наблюдалось над сводами Ястребковской и Салтановской структур, а в пределах Речицкого и Осташковичского месторождений выявлены кольцевые битумные аномалии (на крыльях максимумы содержания битумов, на сводах — минимумы), причем на всех структурах часто отмечалось распространение аллохтонных битумных веществ.

Участки с повышенным содержанием метана в грунтах на Речицком месторождении располагались над залежью, а суммы тяжелых углеводородов — у контура залежи. Газовые аномальные поля в грунтах смещены относительно сводов поднятий на Салтановской и Ястребковской структурах, а также Осташковичском месторождении, хотя на последнем аномалия, выделенная по сумме тяжелых углеводородов, отчасти перекрывает контур залежи.

Участки весьма интенсивного развития углеводородокисляющих бактерий в подпочвенных отложениях встречены как над месторождениями, так и над другими площадями в разных структурных условиях (в сводах и в межкупольных депрессиях).

Газовые и бактериальные аномалии, выделенные по грунтовым

водам, не только занимали площади гораздо больше, чем сами структуры, но и переходили с одной структуры на другую. В аномальные зоны включались участки развития водопунктов с содержанием метана более  $0,1 \text{ см}^3/\text{л}$ , с суммой тяжелых углеводородов выше  $1,1 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$ , с общей повышенной биогенностью вод (больше 300 усл. ед.), а также водоисточники, в водах которых встречались бактерии, окисляющие пропан и бутан.

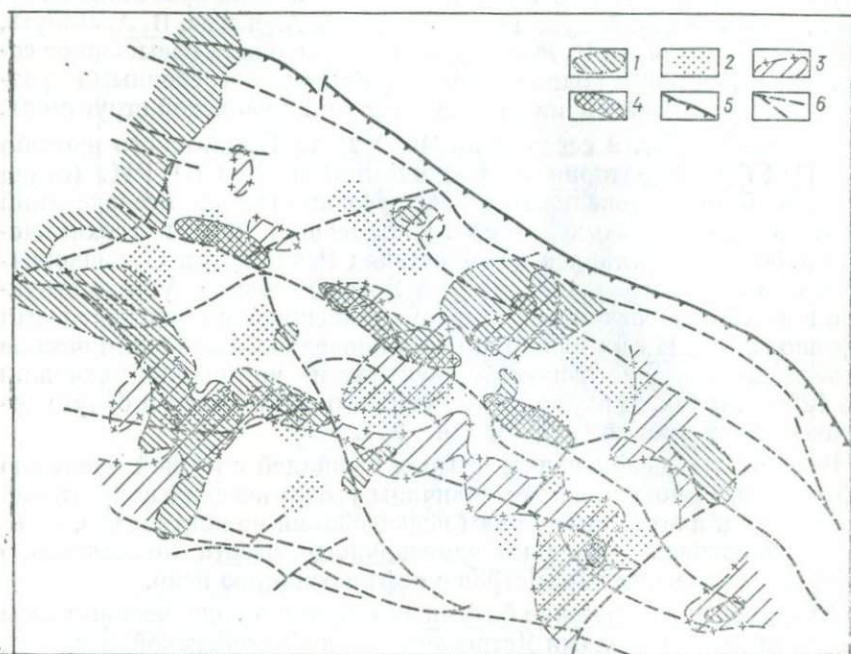


Рис. 26. Результаты газобиохимических съемок по водоисточникам в северо-восточной части Припятского прогиба. Составили Ю. Я. Кузьмин, Г. А. Могилевский, Ю. Н. Лисицина, Л. М. Гальцова, 1970 г.

Аномалии: 1 — по сумме тяжелых углеводородов, 2 — по общей биогенности, 3 — по метану; 4 — нефтяные залежи; 5 — глубинные разломы, ограничивающие прогиб; 6 — разломы внутри прогиба.

Аномалии, выделенные по углеводородным газам и общей биогенности вод, лишь на Осташковичском месторождении накладывались одна на другую, но в водах здесь отсутствовали пропан- и бутанокисляющие бактерии. Широко развиты водопункты с микрофлорой, окисляющей пропан и бутан на Речицком месторождении, но аномалии по общей биогенности вод и газовым показателям здесь не совпали.

Контрастности аномалий по углеводородным газам и общей биогенности вод на нефтеносных структурах не отличались от непро-

дуктивных площадей, а иногда были и выше: в грунтовых водах Ястребковской структуры содержалось больше углеводородных газов и интенсивность развития углеводородоксилирующих бактерий была более высокой, чем на площадях Осташковичского месторождения. Нужно отметить, что гидрохимические показатели (тип вод, минерализация, содержание  $\text{NaCl}$ ,  $\text{C}_{\text{орг}}$ ) на Ястребковской структуре выражались контрастнее, чем на нефтяных месторождениях, что связано с интенсивным подтоком глубинных вод по разломам.

Изучение химического состава вод северо-востока Припятской впадины показало, что подавляющее большинство отобранных проб относится к гидрокарбонатнонатриевому типу. Эти воды, наряду с водами сульфатнонатриевого типа, составляют гидрохимический фон территории. К водам аномального химического состава причислялись хлормagneйные воды, которые были встречены у восточной периклинали Речицкого и в своде Осташковичского нефтяных месторождений. Здесь в водах обнаружены также повышенные содержания органического углерода, в то время как на Салтановской структуре в водах хлормagneйного типа наблюдались лишь их фоновые значения.

В результате этих работ было прекращено проведение битуминологической съемки и приостановлено газобioхимическое изучение грунтов. Газобioхимические исследования по водоисточникам, как наиболее доступный и дешевый вид рекогносцировочного изучения нефтегазоносности недр, были продолжены Ю. Я. Лисицкой.

В течение 1967—1970 гг. газобioхимическими исследованиями грунтовых вод была изучена почти вся территория Припятского прогиба (за исключением Туровской депрессии), где было обследовано 912 водопунктов на площади 25 тыс. км<sup>2</sup>. В основном изучались воды четвертичных отложений, залегающие на глубинах 30—50 м, а в отдельных случаях водоносные горизонты палеогена (глубина 90 м). Пробы воды отбирались на газовый, бактериальный и солевой анализы, а также для определения органического вещества и радиоактивности.

Воды четвертичных, неогеновых, палеогеновых и меловых отложений имеют хорошую гидравлическую связь между собой и дренируются реками. Их особенностью является невыдержанность водоносных горизонтов по простиранию и мощности, повышенное содержание метана в водах четвертичных отложений, связанное с торфянистыми болотами и значительное влияние перетоков глубинных вод, по зонам разгрузки, особенно в местах пересечения палео- и современных врезов речных долин с региональными разломами (Лавров и др., 1969).

Изучение газового состава вод водоносных горизонтов в четвертичных отложениях Припятского прогиба показало, что содержание метана в водах резко колеблется; это объясняется достаточно широким развитием процессов современного метанообразования в породах и в водах верхней части осадочной толщи. Выяснилось, что

метанонасыщенность грунтовых вод прогиба возрастала к его центральным частям вследствие более высокого газового фактора вод в центре прогиба. Четкой связи участков повышенного содержания метана в водах с нефтяными залежами не наблюдалось.

Содержание тяжелых углеводородов в исследованных водоисточниках сравнительно низкое и отчетливого возрастания их концентрации над глубинными газонесущими (нефтяными месторождениями) не наблюдалось. Причины этого явления находят вполне убедительное объяснение: миграция углеводородов из залежей, расположенных на глубинах порядка 3 км и перекрытых мощной толщей соленосных отложений, затруднена.

Аномалии с повышенными содержаниями тяжелых углеводородов в основном прослеживались на площадях, тяготеющих к северо-восточной части Припятского прогиба, особенно к его северному борту, слабо увязывались со структурным планом девонских отложений и смещались к линиям крупных дизъюнктивных нарушений.

Образование бактериальных скоплений в значительной мере определялось распределением в водах углеводородных газов, при этом развитие бактерий, окисляющих пропан и бутан, отмечалось в единичных водопунктах, а также на небольших участках Речицкого и Тишковского месторождений, где эти бактерии встречены во многих водоисточниках.

Аномалии, выделенные по общей биогеохимии вод (при значении 300 усл. ед. и более), располагались в разных структурных условиях над сводами и крыльями поднятий и в межструктурных депрессиях. В нескольких скважинах на структурах Давыдовской (скв. 5 и 6), Октябрьской (скв. 1 и 2) и Молчановской (скв. 1) проводились гидрохимические исследования, которые позволили проследить с увеличением возраста водоносных горизонтов изменение типов вод, их минерализации и химического состава. Воды четвертичных, палеогеновых и меловых отложений, как правило, принадлежали к гидрокарбонатнонатриевому типу с минерализацией, не превышающей 25 мг/л. Воды хлоркальциевого и хлормagneиевого типов с повышенной минерализацией появлялись, начиная с юрских водоносных горизонтов. Было подтверждено, что минерализация и химический состав вод верхних водоносных горизонтов находятся под влиянием зон перетоков глубинных вод. Восходящие движения вод из более глубоких источников через гидрогеологические «окна» в водоупорной кровле наблюдались вдоль тектонических нарушений или вблизи них по зонам повышенной трещиноватости. В зонах разгрузки глубинных вод гидрокарбонатнонатриевый или сульфатнонатриевый тип вод палеоген-четвертичного возраста меняется на хлормagneиевый и хлоркальциевый при увеличении общей минерализации (до 22 г/л). Наиболее интенсивно переток глубинных вод происходит в местах пересечения региональных разломов, особенно в зоне Глусского разлома с эрозийными врезами речных долин древнего заложения Днепра, Березины, Птичь, Соже и Ведрич, а также в районе Брагинского выступа. В частности, на расположенной здесь

Ястребковской непродуктивной структуре меняются не только химический состав вод и их минерализация, но и содержание метана. Совместное присутствие в водах повышенного содержания тяжелых углеводородов (начиная с этана), наличие в них бактерий, окисляющих пропан и бутан, общая высокая биогенность вод и наличие в них растворенного органического вещества, по мнению Г. А. Могилевского, А. П. Лаврова, В. А. Лапуть, являются надежными показателями перспектив нефтеносности недр. В частности, сосредоточение газовых, бактериальных и гидрохимических аномалий в пределах Реицкого и Малодушинского валов доказывает их перспективность в отношении поисков залежей нефти (Методические..., 1971).

В итоге пятилетнего газобактериального изучения водосточников по всей территории Припятского прогиба было выявлено большое количество аномалий с повышенными газобиохимическими показателями, многие из которых довольно обширны. Крупные по размерам аномальные участки прослеживаются в северо-западной части прогиба (Вишанская, Малынская и другие аномалии над одноименными структурами), на западе прогиба (аномалии в районе Червонно-Слободской и Заречной площадей), на юго-востоке (Тульговичская и Восточно-Ельская аномалии) и на востоке (аномалии в районе Ястребковской структуры и на юге Вышемирской площади).

Дальнейшие работы по гидрогазобактериальным исследованиям были направлены на установление практической ценности выделенных аномалий, на выяснение причин их образования или возможно-го несовпадения получаемых данных. Они проводились в 1972, 1973 гг. на северо-востоке и востоке Припятского прогиба Г. А. Юриным, Б. С. Чертинской, Т. В. Токаревой и др. Наряду с увеличением количества изучаемых водопунктов большое внимание уделено комплексности исследований и методике выяснения генезиса аномалий.

В действительности повышенная концентрация углеводородов в приповерхностных водах и, как следствие этого, интенсивное развитие в водах бактерий, окисляющих углеводороды, на многих участках прогиба могут быть связаны с образованием углеводородных газов в болотах и с разложением органического вещества при почвообразовательных процессах. Эти поверхностно-генетические газобактериальные аномалии почти не отличаются от аномалий глубинно-миграционного происхождения (ореолы рассеивания углеводородов, подток глубинных газонасыщенных вод).

Для выяснения природы выделенных аномалий применялся метод равнозначной градации по трем показателям: сульфатность вод, сумма тяжелых углеводородов и общая биогенность вод. Наиболее перспективными для поисков нефти считаются аномалии с гармоничным сочетанием всех показателей (низкая сульфатность, повышенное содержание углеводородов и высокая биогенность). По этому методу к аномалиям, заслуживающим первоочередного внима-

ния, были отнесены Южно-Домановичская (Северо-Дудичское поднятие), Васильевская, Великоборско-Омельковщинская (Омельковщинское, Великоборское, Уборокское поднятия), Баженковская и Солоникская.

В пределах Припятского прогиба с 1967 по 1970 г. под руководством Г. А. Федорова, Р. Д. Тумканкиной и других сотрудников ВНИИЯГГ проводились газометрические исследования в структурных скважинах.

Первые геохимические скважины в 1967 г. были пробурены на Давыдовской структуре на профиле протяженностью 12 км (рис. 27). В своде структуры располагалась скв. 3 глубиной 922 м, которая вскрыла кровлю соленосной толщи девона. Скв. 5 (глубина 270 м) и скв. 6 (глубина 300 м) находились соответственно на северном и южном погружении структуры и вскрыли кровлю триаса. Скв. 4 была удалена от структуры на север и располагалась ближе к Молчановской площади. В 1968 г. для уточнения газонасыщенности разреза по скв. 3 рядом с ней пробурена скв. 34 глубиной 300 м.

Вскоре после начала газометрических работ, на Давыдовской площади были выявлены нефтяные залежи в трещиновато-кавернозных известняках и доломитах межсолевых отложений и в верхней соленосной толще. Ловушкой для нефти служит пологий антиклинальный изгиб слоев, расположенный над приподнятым блоком фундамента, ограниченным с юга Речицким разломом. Геохимически опробованные горизонты в отложениях палеогена, мела, юры и пермо-триаса залегают почти горизонтально. Установленная нефтеносность на Давыдовской площади позволила в дальнейшем данные по этим горизонтам считать эталонными и сравнивать их с результатами газометрии по другим структурам.

Газометрическая съемка на территории Припятского прогиба продолжалась до 1970 г. включительно, и за этот промежуток времени было обследовано 27 скважин. Глубины большинства скважин находились в пределах 300—500 м, вскрывавших преимущественно кайнозойские и мезозойские породы. Скважины располагались на больших расстояниях друг от друга и в основном на площадях с неустановленной нефтегазонасыщенностью. Изучение углеводородных газов в керне и глинистом растворе этих скважин показало, что в разрезе кайнозойские и мезозойские отложения имеют низкие концентрации тяжелых углеводородов и высокие содержания метана.

В результате геохимического опробования скважин установлено, что в разрезе осадочных отложений концентрации как предельных, так и непредельных углеводородных газов сверху вниз увеличиваются, достигая максимальных значений в породах девона (исключение — непредельные углеводороды в соленосной толще). Содержание всех углеводородных газов в каменноугольных, пермских и триасовых породах практически одинаковое; некоторое повышение концентрации углеводородов в среднеюрских отложениях связано с увеличением сингенетического органического вещества, а уменьше-

ные количества газов в меловых, палеогеновых и четвертичных отложениях объясняется наличием зоны аэрации. Наибольшие концентрации свидетельствуют о слабом миграционном подтоке углеводородов из глубинных газоотдающих источников. Однако газометрия скважин может давать информацию о наличии залежей нефти по неглубоко залегающим горизонтам, что видно из сопоставления данных по скважинам, пробуренным на Давыдовском месторожде-

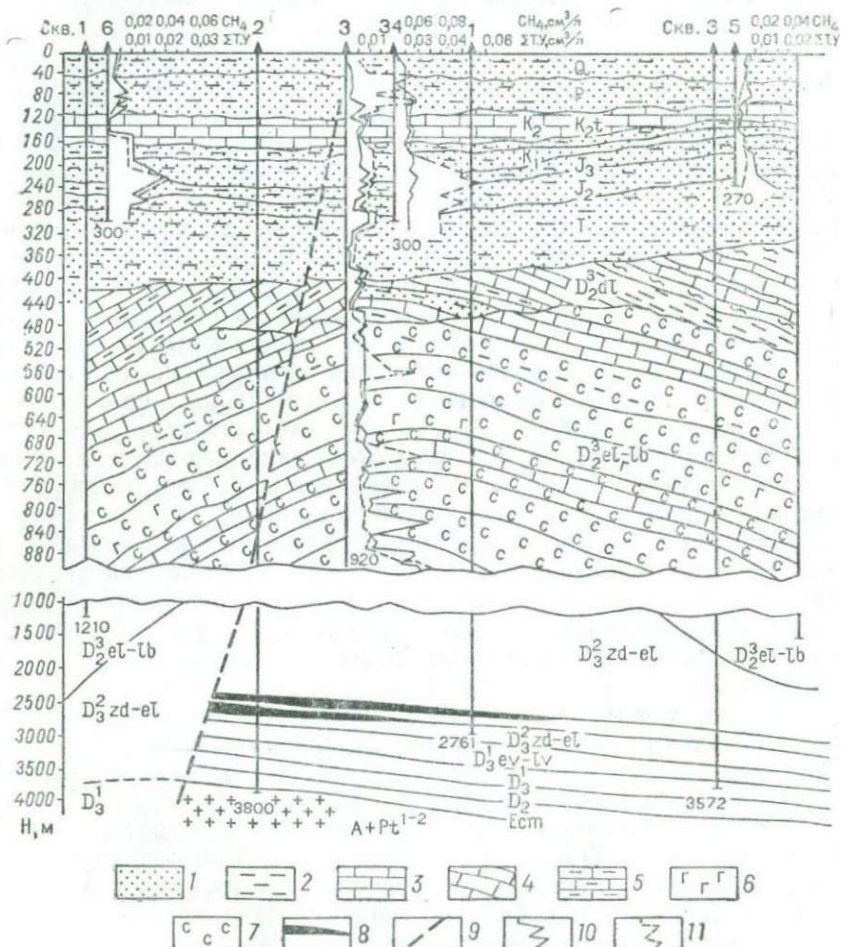


Рис. 27. Геолого-геохимический профиль через Давыдовское месторождение. Составил Ю. Я. Кузьмин, 1971 г.

1 — пески; 2 — глины; 3 — известняки; 4 — мел; 5 — мергели; 6 — ангидриты и гипсы; 7 — каменная соль; 8 — залежи нефти; 9 — разломы; 10 — содержание метана в породах, вскрытых скважинами; 11 — содержание тяжелых углеводородов в породах, вскрытых скважинами.

нии (скв. 3, 6 и 34), с результатами газометрических исследований на непродуктивных площадях: Октябрьской (скв. 1 и 2) и Тульговичской (скв. 2). Это сопоставление по одним и тем же горизонтам показало, что контрастность аномалии (отношение среднего значения по аномалии к среднему значению фона) Давыдовского месторождения в отложениях палеогена, мезозоя и перми различна (от 3,1 до 11) и увеличивается с глубиной.

Из углеводородных газов при геохимических поисках нефтяных залежей в Припятском прогибе лишь гелий может быть использован как показатель наличия разломов.

В шести скважинах, подвергавшихся газометрической съемке (скв. 28, 29, 36, 38; Тульговичская скв. 2, Октябрьская скв. 1), под руководством О. В. Барташевич было проведено изучение органического вещества пород. Эти исследования выяснили, что четвертичные и палеогеновые отложения бедны органическим веществом (0,01—0,1%) и битумами (0,001—0,005%). Низкое содержание битумного вещества наблюдается в отложениях верхнего и нижнего мела: в меловых и мергельных породах 0,001—0,003% битумов и 0,02—0,1%  $C_{орг}$ . Высокая обогащенность органическим веществом (1—3%, а в отдельных прослоях глин до 26% и повышенная битуминозность (0,01—0,1%) встречаются в породах юры. В отложениях триаса, перми и карбона органические компоненты, как правило, находятся в пределах фоновых содержаний ( $C_{орг}$  не более 1% и битумоида А 0,001%). Резко возрастает содержание алохтонных битумов в надсолевых отложениях верхнего девона над сводами соляных поднятий. Это позволило О. В. Барташевич в стратиграфическом разрезе Припятской впадины до отложений верхнего девона выделить четыре геохимические зоны, из которых три (четвертично-палеоценовая, меловая и пермо-каменноугольная) характеризуются низкими содержаниями органического вещества. Четвертая зона (юрский комплекс) обогащена органическим веществом, но жидких подвижных углеводородных компонентов не содержит.

Нужно учесть, что юрские породы залегают на сравнительно небольших глубинах, а это обуславливает слабые катагенные преобразования органического вещества, благодаря которым в этих отложениях может образовываться только метан.

Геохимические исследования, проведенные на различных площадях Припятского прогиба, с 1965 по 1973 г. позволили выделить на различных уровнях стратиграфического разреза вплоть до дневной поверхности разнообразные геохимические аномалии, которые часто не согласуются между собой и находятся в сложном соотношении с нефтяными залежами.

Особенности геологического строения Припятского прогиба (несоответствие структурных планов, мощные соленосные толщи в пределах локальных структур), присутствие в разрезе осадочного чехла нескольких водоносных горизонтов и условия залегания нефтяных залежей (большая их глубина, наличие над ними мощных

покрышек) сильно затрудняют выяснение условий образования газовых и бактериальных аномалий.

На основании совместного рассмотрения геологических и геохимических материалов по Припятскому прогибу можно оценить проведенные виды геохимических исследований и сделать следующие практические рекомендации.

1. Комплексные гидрогазобioхимические исследования в зоне гипергенеза позволяют провести лишь схематическую (рекогносцировочную) оценку перспектив нефтегазоносности районов или крупных участков. Широко распространенные торфяники, содержащие много органического вещества и обуславливающие современное газообразование, чрезвычайно высокий уровень грунтовых вод и их периодическое смешивание с талыми водами не только затрудняют выяснение генезиса геохимических аномалий в грунтах и в почвах, но и создают определенные трудности в проведении геохимических поисков в неглубоко залегающих горизонтах и водах.

Необходимо также учитывать интенсивный газообмен грунтовых вод с атмосферой, что не позволяет получить стабильные газовые показатели в зоне аэрации.

Совпадение газовых, бактериальных, гидрохимических показателей в некоторых случаях дает возможность положительно оценивать перспективы нефтеносности районов и рекомендовать на их площадях проведение более детальных геохимических поисков.

Для повышения надежности при гидрогазобактериальных исследованиях в Припятском прогибе рекомендуется изучение водоносных горизонтов, начиная с юрских.

2. Оценить перспективы отдельных структур Припятского прогиба можно путем газометрической съемки скважин по глинистому раствору, изучая концентрации и распределение углеводородных газов до глубин 300—500 м. Данные, полученные по 27 структурным и поисковым скважинам, показывают, что в этом интервале в разрезе осадочных отложений, несмотря на низкое содержание углеводородов, отмечается некоторое повышение тяжелых углеводородов над нефтяными залежами. Метан в целом слабо информативен — его количественное распределение в значительной степени зависит от местных условий генерации, на что указывают скачкообразные изменения содержания метана в разрезах многих скважин с устойчивыми показателями по тяжелым углеводородам. При этом распределение повышенных значений метана не соответствует увеличенным концентрациям тяжелых углеводородов.

Незначительная контрастность по тяжелым углеводородам и слабая информативность метана требуют осторожности в выдаче рекомендации на поисково-разведочное бурение. Необходимо отметить, что работы по газометрии скважин имели рекогносцировочный характер.

Более надежные результаты по газометрии скважин с целью прогнозирования нефтяных и пустых площадей можно получить, изучая диффузионно-рассеянные газы в толще соленосных пород. Соляные

толщи на территории прогиба являются регионально выдержанными покрывками, лишенными сингенетичных углеводородов. В соляных толщах состав природных газов остается неизменным на протяжении геологического времени. Однако большая средняя глубина залегания (800—1000 м) не позволяет полностью ориентировать геохимические поиски на соляные толщи или на надсолевые отложения девона.

## Глава XII

### ИТОГИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ

Днепровско-Донецкая впадина платформенного типа наложена на палеозойский грабенообразный прогиб (авлакоген). Ее бортовые части, лежащие на склонах Украинского щита и Воронежского массива, характеризуются моноклинальным наклоном поверхности докембрийского фундамента к центру впадины и имеют сравнительно маломощный чехол осадочных пород.

Центральная часть впадины, ограниченная субмеридиональными глубинными разломами, представляет собой грабен. Зарождение грабена произошло в среднедевонскую эпоху и сопровождалось образованием сложной системы поперечных, продольных и диагональных разломов. Эти разломы часто служат границами продольных и поперечных как крупных (северная и южная зоны ступенчатых сбросов) зон, так и мелких, которые выделяются в пределах грабена. Зоны не только обладают специфическими геологическими особенностями, но и имеют нередко разный характер нефтегазоносности.

На территории Днепровско-Донецкой впадины выявлено около 280 локальных поднятий, большинство из которых связано с наличием мощных соленосных толщ девона. Почти все структуры осложнены различного рода дизъюнктивными нарушениями и часто имеют смещение структурных планов.

В пределах Днепровско-Донецкой впадины установлено около 80 месторождений нефти и газа с продуктивными горизонтами в породах юры, триаса, перми, карбона и девона, залегающими на глубинах 350—4500 м.

С юрскими, триасовыми и верхнепермскими продуктивными горизонтами связаны небольшие по запасам скопления нефти и газа. Основная масса газонефтяных залежей сосредоточена в средне- и нижнекаменноугольных отложениях. Наибольшие запасы нефти и газа установлены в нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивном комплексе.

Значительный интерес для поисков газоконденсатных месторождений представляют девонские отложения, залегающие здесь на глубинах свыше 4 км.

Подавляющее большинство месторождений нефти и газа является мелкими. В распределении месторождений наблюдается определенная закономерность: газовые залежи расположены преимущественно в юго-восточной части впадины, а нефтяные — в северо-западной.

Первые геохимические работы по поискам залежей нефти и газа на территории Днепровско-Донецкой впадины были поставлены в 1935—1941 гг. в опытном порядке на открытых соляных куполах: Ромненском, Исачковском, Дмитриевском и др. По пробам подпочвенных газов, отобранных с глубины 1,5—2,0 м, над сводами соляных куполов, по данным Г. И. Козачек, Е. М. Кузьминой, З. Д. Белоусовой, наблюдались повышенные концентрации тяжелой фракции (тяжелые углеводороды совместно с закисью азота). На куполе Исачки газовая съемка впервые была проведена прибором, сконструированным Г. А. Могилевским, для изучения газонасыщенности керна мелких скважин, причем здесь и на Чернухинском поднятии наряду с газовыми были проведены микробиохимические исследования (рис. 28).

В начале 50-х годов были поставлены опытные газокерновые исследования А. Г. Милешиной и Л. Б. Рудий на Радченковском месторождении и выявлена аномалия по метану, тяготеющая к залежи.

В 1961 г. Б. П. Ясенов и М. А. Сахарова провели газометрические исследования в структурных скважинах на Видельцевской, Холминско-Борзянской, Остапьевско-Белоцерковской и Рыбальской площадях.

В большинстве скважин углеводороды в малых количествах (сотые доли кубических сантиметров на килограмм породы) обнаружены в единичных пробах и лишь на Рыбальской площади в отложениях юры наблюдались их повышенные концентрации (до 25 см<sup>3</sup> на 1 кг породы). Одновременно на Рыбальской площади велось поисково-разведочное бурение, которое установило ее промышленную нефтегазоносность. Эти работы положили начало систематическому изучению территории Днепровско-Донецкой впадины геохимическими методами поисков нефти и газа.

Опытно-методические газометрические исследования в структурно-поисковых скважинах были продолжены ВНИИЯГГом (вначале под руководством Б. И. Ясенева, а затем В. А. Строганова) и проводились до 1968 г. совместно с местными производственными организациями — трестами Черниговнефтегазразведка, Харьковнефтегазразведка и Полтавнефтегазразведка.

В них принимали участие следующие сотрудники ВНИИЯГГа и его опытно-методической экспедиции: Г. И. Войтов, Н. А. Варшав, Г. А. Гладышева, И. Г. Кениг, А. П. Крылов, В. П. Огородникова, Н. В. Поршнева, М. Г. Петренко, Р. Д. Тукманкина, Г. А. Федоров и др. (Основы..., 1967; Распределения..., 1971; Результаты..., 1971). Работы, проведенные на Гнединцовском нефтегазовом, Новонико-

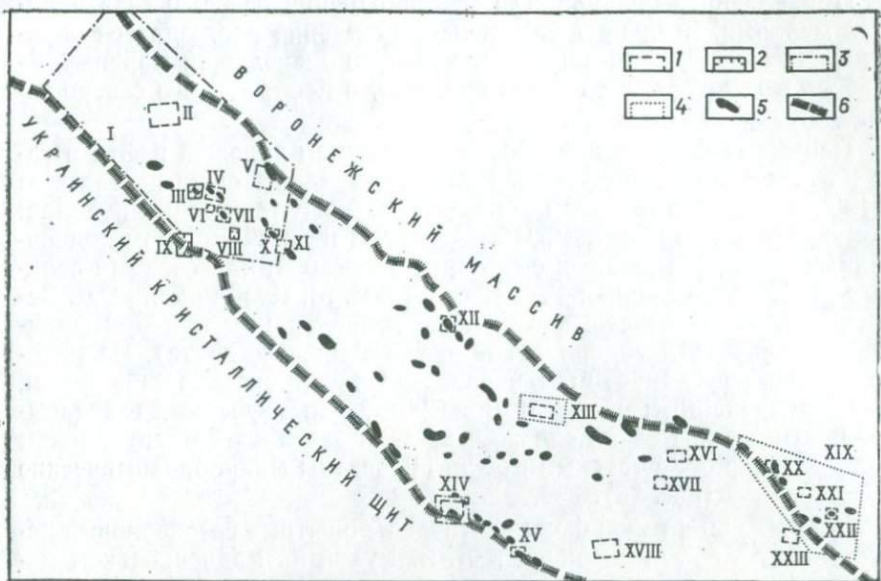


Рис. 28. Схема изученности геохимическими нефтегазопроисловыми методами Днепровско-Донецкой впадины. Составили Е. Л. Голандская и В. Е. Динисенко по материалам ВНИИЯГГ, УкрНИГРИ, трестов ПНГР, ХНГР, ЧНГР, 1971 г.

Съемки: 1 — площадная газометрическая, 2 — газобактериальная по водоночникам, 3 — газогидрохимическая, 4 — газобактериальная по грунтам; 5 — газовые и нефтяные месторождения; 6 — граница Днепровско-Донецкой впадины.

Площади, на которых проводились геохимические исследования: I — Черниговская, II — Кошелевская, III — Прилуцкая, IV — Леляковская, V — Галалаевская, VI — Богдановская, VII — Гнединцовская, VIII — Чернухинская, IX — Крячковская, X — Глинская, XI — Середняковская, XII — Рыбальская, XIII — Ефремовская, XIV — Новоиколаевская, XV — Ильичевская, XVI — Краснооскольская, XVII — Новоселовская, XVIII — Новомечбиловская, XIX — зона северных окраин Донбасса, XX — Сиротинская, XXI — Пердельская, XXII — Кондрашовская, XXIII — Славяносербская.

лаевском газонефтяном, Ефремовском газовом, Северо-Голубовском газоконденсатном месторождениях и на Кошелевской непродуктивной площади, показали, что над месторождениями Днепровско-Донецкой впадины в верхних горизонтах разреза имеются отчетливо выраженные углеводородные аномалии — зоны повышенных концентраций эпигенетических углеводородных газов. Газометрические исследования проводились и на ряде структур с невыясненной степенью нефтегазоносности (табл. 9).

Кроме того, газометрической съемкой опробованы отдельные интервалы в глубоких скважинах на Гнединцовском (1200—1700 м) и Ефремовском (1250—1500 м) месторождениях, а также по одной скважине на Северо-Голубовской и Шевченковской площадях. На Северо-Голубовском газоконденсатном месторождении, в скважине глубиной до 1750 м, непосредственно над залежью встречена 1000-метровая зона весьма интенсивного газонасыщения, в пределах ко-

торой выявлен эффект хроматографического распределения углеводородных газов.

На Шевченковской площади в скважине также выявлено наличие высоких содержания углеводородов с хроматографическим характером их распределения.

Опытное опробование метода газометрии скважин, проведенное в период 1962—1968 гг. на четырех площадях с неустановленной нефтегазоносностью, показало, что на всех исследованных площадях имеются газовые аномалии. Проверка данных газометрии скважин на Артюховской площади установила наличие газовых залежей (рис. 29).

По профилю Гнединцы — Антоновка исследования газонасыщенности кайнозойских и частично мезозойских отложений в скважинах глубиной 250—300 м выявили довольно устойчивые (по площади) повышенные содержания углеводородов в отложениях палеогена и в некоторых горизонтах мела и юры, которое в районе Богдановского поднятия достигали значительных величин. Высокие концентрации гомологов метана отмечались на Артюховской структуре, которая, как и Богдановское поднятие, была рекомендована под глубокое бурение. Эти рекомендации впоследствии были подтверждены открытием газовых залежей. Несмотря на это, газометрические исследования в скважинах в 1968 г. на территории Днепроовско-Донецкой впадины были прекращены ВНИИЯГом.

Анализ результатов газометрической съемки 54 структурных и 3 глубоких поисковых скважин, проведенных на вышеуказанных площадях Днепроовско-Донецкой впадины, показывает, что в распределении углеводородных газов над нефтегазоносными и непродуктивными структурами имеются различия, которые наиболее контрастно проявляются в зонах затрудненного водообмена.

В. С. Антоненко, изучая информативность различных углеводородных компонентов на различных уровнях разреза математико-статистическими методами, установил, что наиболее тесная связь между залежами в породах карбона и содержанием мигрирующих из них углеводородов наблюдается в отложениях, залегающих в интервале между 300 и 400 м, а для более глубоких горизонтов она максимальна в водоносных горизонтах нижнего карбона и верхнего карбона — нижней перми. Эти горизонты им рекомендованы в качестве наиболее информативных для прогноза нефтегазоносности каменноугольных отложений, причем наиболее надежным показателем является пентан.

Другой точки зрения придерживаются В. А. Строганов и М. Г. Петренко, которые считают, что газовые поля с повышенными содержаниями углеводородов над месторождениями наиболее отчетливо прослеживаются в опорных геохимических горизонтах. Последними для грабена Днепроовско-Донецкой впадины могут служить относительно однородные песчано-глинистые горизонты в палеогеновом (каневский, бугаковские и монские слои), в сенонан-нижнемеловом и верхнеюрском водоносных комплексах. Для коли-

Сведения о газометрических исследованиях в скважинах,  
проведенных ВНИИЯГом на площадях Днепровско-Донецкой впадины  
за период 1961—1968 гг.

Месторождение, площадь	Год проведения и исполнитель геохимических работ	Количество скважин, глубина	Результаты геохимических работ
Гнединцовское	1962—1965 гг., ВНИИЯГ и трест Черниговнефтегазразведка	8 скважин, глубина 250—1250 м	Выделены контрастные аномалии по $\text{CH}_4$ и ТУВ в палеогеновых и юрских отложениях
Новониколаевская	1963—1966 гг., ВНИИЯГ	4 скважины, глубина до 1150 м и 4 скважины, до глубины 280 м	Аномальное содержание углеводородов в западной части структуры
Ефремовское	1966 г., ВНИИЯГ	8 структурно-поисковых скважин, глубина 500—750 м	В связи с недостаточным объемом бурения воды не сделаны
Кошелевская (непродуктивная площадь)	1966 г., ВНИИЯГ и трест Черниговнефтегазразведка	6 скважин, глубина 300—1250 м	Относительно высокий углеводородный фон
Артюховская	1965 г., ВНИИЯГ	13 структурно-картировочных скважин, глубина до 630 м	В нижней части отложений палеогена установлены повышенные содержания углеводородов в глинистом растворе. В 1971 г. открыто газовое месторождение
Святогорская	1966 г., ВНИИЯГ	2 скважины	Над структурой встречено аномальное содержание углеводородов
Передельская	1967 г., ВНИИЯГ	8 структурных скважин	Высокое содержание углеводородов в отложениях карбона
Кондрашевская (Веселогорская)	1968 г., ВНИИЯГ	3 скважины, глубина до 500—700 м	Выявлена контрастная аномалия по исследованиям керна и глинистого раствора В 1971 г. открыто газовое месторождение

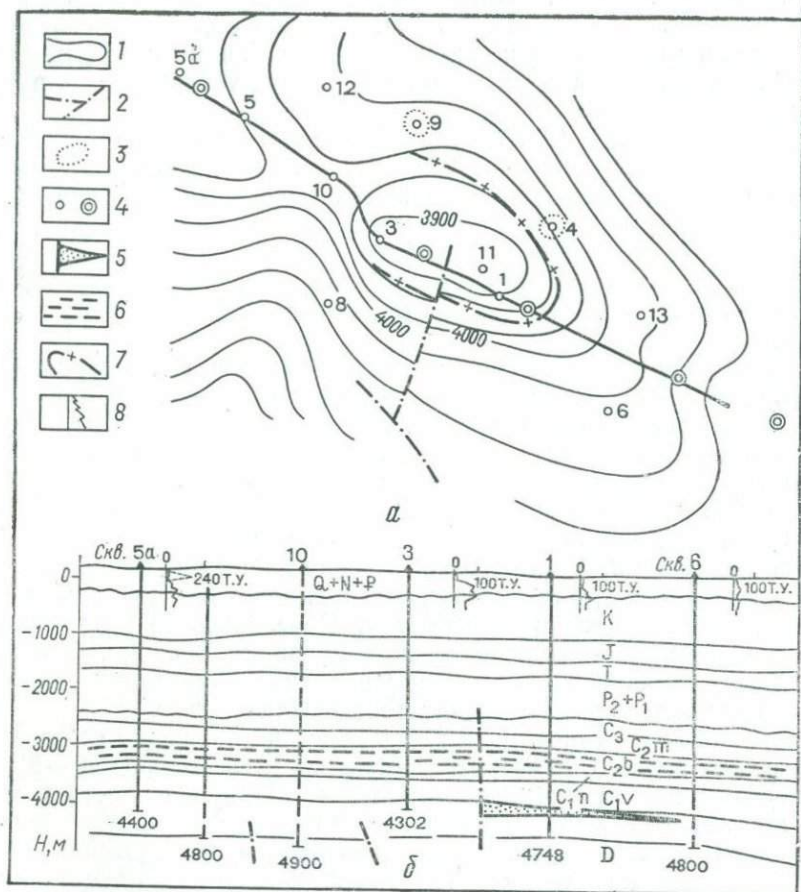


Рис. 29. Результаты газометрических исследований на Артюховской площади. Составил В. Е. Динисенко по материалам ВНИИЯГГ и треста Полтавнефтегазразведка, 1972 г.

*a* — структурная карта по верейскому горизонту; *b* — геолого-геохимический профиль.  
*1* — изолинии по отражающему горизонту  $C_{1v}$ ; *2* — разломы; скважины: *3* — давшие газ, *4* — геохимические; *5* — условное положение газоконденсатной залежи; *6* — угольные пласты; *7* — аномалия по тяжелым углеводородам; в палеогене ( $62 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$ ); *8* — содержание тяжелых углеводородов в глинистом растворе ( $\text{см}^3/\text{л}$ ).

чественной оценки аномалии в этих горизонтах ими были предложены расчеты, которые использовались при газовых съемках. В их основу были положены коэффициенты контрастности: собственные (в пределах одной структуры над залежью и вне ее или свод — крыло поднятия) и относительные (превышение над региональным фоном). Формирование газовых аномалий в опорных геохимических горизонтах, по мнению М. Г. Петренко, часто происходит за счет подтока углеводородных газов по разрывным нарушениям и

ослабленным тектоническим зонам с последующим перераспределением их в верхних горизонтах. Это создает различные соотношения концентраций углеводородных газов и коэффициентов контрастности над продуктивными и непродуктивными структурами.

По мнению В. А. Строганова и М. Г. Петренко, в центральной части Днепровско-Донецкой впадины наиболее перспективными в нефтегазовом отношении являются поисковые площади, которые характеризуются аномалиями по метану с собственной контрастностью, по опорным горизонтам — палеогеновым более четырех и оксфордским — более десяти, а по сумме тяжелых углеводородных газов — в тех же горизонтах аномалии с контрастностью не менее трех.

На восточном склоне Воронежского массива ( в северо-западной краевой зоне Донбасса) в качестве опорного геохимического горизонта приняты терригенные отложения горловской свиты среднего карбона. По этим горизонтам наиболее четко здесь выделяются Передельская и Кондрашевская аномалии. Контрастность Передельской аномалии по керну составляет для метана около 5, для суммы тяжелых углеводородов — 28, по глинистому раствору соответственно 3 и 2. Анализ геохимических данных по площади и наличие газовой аномалии позволяют предположить существование продуктивной структуры к северу от Передельского разлома или к югу от разлома тектонически экранированной залежи. Для проверки этих заключений в районе Передельской аномалии рекомендовано заложение двух глубоких поисковых скважин.

Контрастность Кондрашевской аномалии по керну составляет для метана около 3, для суммы тяжелых углеводородов — 5, по глинистому раствору соответственно 7 и 3. Приуроченность аномалии к Веселогоровскому разрывному нарушению, протягивающемуся в пределы Кондрашевской структуры, и обнаружение повышенных содержаний гелия указывали на возможность поступления углеводородных газов из залежей на глубине. Предположение о перспективности Кондрашевской структуры было подтверждено последующим открытием газовой залежи.

Необходимо отметить, что опорные горизонты в отложениях палеогена и юры и даже карбона выбраны неудачно — в них часто встречаются пласты бурого угля, а в отложениях среднего карбона — пласты каменного угля, дающие большое количество сингенетичных углеводородов, что находится в противоречии с одним из основных требований к опорным горизонтам.

Наличие в разрезе осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины несколько угленосных пластов заставляет с особой тщательностью выяснить генезис газовых аномалий. Нужно иметь в виду, что надежных методов для распознавания газов нефтяного и угольного происхождения еще не разработано. Предположение, что повышенные содержания тяжелых углеводородов характерны только для нефтяных газов, опровергается случаями обнаружения тяже-

лых угольных газов. На материалах Днепровско-Донецкой впадины не подтверждается обогащенность азотом и углекислотой угольных газов по сравнению с нефтяными.

В отдельных скважинах П. С. Славиним изучалось содержание в породах органического вещества. Такие работы наиболее детально проводились на Гнединцевском месторождении, где миграционные битумы установлены в 400-метровой толще над залежью в породах верхней перми и нижнего триаса, а следы этих битумов встречались в отложениях верхнего триаса и средней юры на расстоянии 700 м от кровли залежи. Битумные аномалии наблюдались также в самой верхней части разреза на глубине 5—40 м.

Вскоре после начала газометрических работ в скважинах на территории Днепровско-Донецкой впадины начали проводиться газобактериальные исследования вод и приповерхностных горизонтов. Они велись под руководством Г. А. Могилевского и М. И. Субботы. Первые попытки изучения проб подпочвенного воздуха с глубины 1,5 м, проведенного в 1962 г. на Солоховском, Глинско-Разбышевском и Гнединцевском месторождениях, оказались неудачными. Приборы с низкой чувствительностью (ХТХГ-1 и ФЭГ) показали отсутствие углеводородных газов на всех трех месторождениях. Лучшие результаты были получены при газобактериальном изучении водоисточников. Опытно-методические работы в 1962—1964 гг. велись на Рыбальском, Прилукском, Чернуховском месторождениях, заведомо непродуктивной Крачковской площади, Северо-Голубовской и других площадях. При этих работах наметились различия в концентрации углеводородов и бактерий их окисляющих над продуктивными и пустыми структурами. Более полный комплекс рекогносцировочных (поверхностных) методов был поставлен в 1965—1967 гг. на Леяковском и Гнединцевском нефтяных месторождениях, на Ефремовском газовом месторождении и на Кошелевской непродуктивной структуре. Силами геохимических партий ВНИИЯГГ на вышеперечисленных площадях проводилось газобактериальное изучение грунтов с применением станка для бурения шнековых скважин и вод. Наряду с определением газового состава и бактериального населения вод и грунтов, изучались химический состав вод, литология приповерхностных горизонтов и их радиоактивность. В итоге проведения опытно-методических работ было установлено, что над газонефтяными залежами наблюдалось повышенное содержание углеводородов, при увеличении доли тяжелых углеводородов по отношению к метану, наличие бактерий, окисляющих пропан и бутан, повышенная биогенность вод и почв, причем наиболее информативным показателем оказались тяжелые углеводороды. Отмечалось, что наиболее рельефно эти показатели проявляют себя на месторождениях с высоким газовым фактором, и на площадях с дизъюнктивными нарушениями, активными в новейшее время. Аномалии, выявленные по концентрациям растворенных углеводородных газов и по бактериям, их окисляющим, иногда не совпадали между собой, по размерам они были обычно в

2—3 раза больше контура залежей и, как правило, смещались в направлении движения грунтовых вод.

Эти результаты позволили рекомендовать проведение геохимических исследований для прогнозирования наличия углеводородных скоплений на глубине, хотя для получения надежной информации требуется совпадение нескольких показателей.

В пределах северных окраин Донбасса на площади 600 км<sup>2</sup> в 1967 г. в приповерхностных горизонтах и водах, наряду с газами и микрофлорой, изучались механический и солевой состав грунтов, битумоиды и органический углерод, радиоактивные элементы, со-

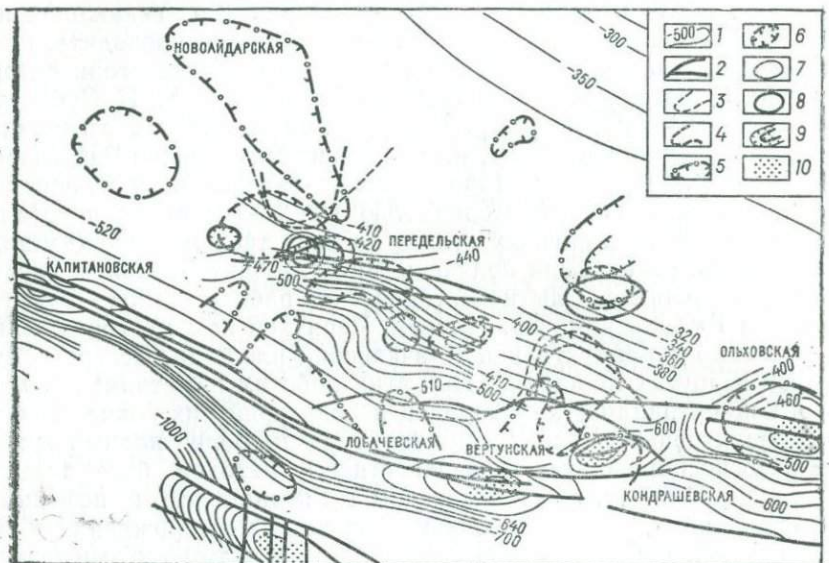


Рис. 30. Результаты геохимических исследований на территории северных окраин Донбасса (по Г. А. Могилевскому и др., 1970 г.)

1 — изогипсы по подошве нижней перми; 2 — разломы; аномалии: 3 — метана по грунтовой съемке, 4 — тяжелых углеводородов по грунтовой съемке; 5 — воднобиохимические аномалии; 6 — газовые аномалии по грунтовой съемке; газометрические аномалии: 7 — метана в угле; 8 — тяжелых углеводородов в угле ( $C_{7+}$ ); 9 — поверхностные аномалии метана и тяжелых углеводородов в угле; 10 — газовые месторождения.

левой состав вод. По различным геохимическим показателям (метан, тяжелые углеводороды, углеводородокисляющие бактерии, биогенность, минерализация, радиоактивность) в водах и грунтах на изученной площади было выделено около десяти различных аномалий, которые находились в различных сочетаниях с известными здесь месторождениями (Ольховским, Вергунским, Славянско-сербским, Боровским). По совпадению нескольких аномалий были рекомендованы для поисковых работ Кондрашевская, Передельская, Староайдарская и Новоайдарская площади (рис. 30).

Почти одновременно с этими работами (1964—1969 гг.) в северо-западной половине Днепровско-Донецкой впадины на площади около 18 тыс. км<sup>2</sup> изучение газовой фазы вод верхних горизонтов начала проводить совместно с газометрической съемкой скважин геохимическая партия треста Черниговнефтегазразведка под руководством В. А. Гальченко (1968, 1970, 1972). Этими работами установлено широкое распространение в водах кайнозойского комплекса метана и локальное развитие вод с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Содержание тяжелых углеводородов в 0,1·10<sup>-4</sup> см<sup>3</sup>/л, а метана — 0,01 см<sup>3</sup>/л для всей территории принято за фоновое, что позволяет считать участки с более высокими концентрациями аномальными.

Аномалии, выделенные по метану, широко распространены по всей площади в виде небольших пятен. Высокие концентрации метана в водах кайнозойского комплекса, по мнению В. А. Гальченко, могут рассматриваться как признак возможной газоносности структуры, при наличии других поисковых критериев (обессульфачивание вод, их минерализации и типа), а также общей геологической оценки площади. По этим признакам наиболее перспективными считались Ивановская и Чемерская метановые аномалии — наиболее крупные по площади.

Ивановская аномалия расположена над сводом одноименной структуры. Концентрации метана в аномальной зоне достигают 0,14 см<sup>3</sup>/л, убывая до 0,01 см<sup>3</sup>/л на крыльях структуры. Контрастность аномалии достигает 9, при среднем содержании метана 0,1 см<sup>3</sup>/л. Наличие четкой аномалии метана может свидетельствовать о возможной газоносности палеозойских отложений структуры.

Чемерская аномалия метана совмещается с юго-западным окончанием крупной по площади аномальной зоны тяжелых углеводородов, расположенной в юго-восточной прибортовой части впадины. Контрастность аномалии — 27, при среднем содержании метана 0,027 см<sup>3</sup>/л.

За период с 1964 по 1969 г. в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины выделено 25 аномалийных (по тяжелым углеводородам) участков; аномалии больших размеров располагались над нефтегазоносными структурами (Леяковско-Озорянской, Гнединцевско-Журавковской, Чернушинской), а также тяготели к краевым частям Днепровско-Донецкой впадины (8 из них занимают площадь 100 км<sup>2</sup> при контрастности 27). Аномалии, развитые в центральной части, имеют небольшие размеры (15 км<sup>2</sup>) и слабую контрастность (меньше 3). Для оценки аномалий и рекомендации некоторых из них для проверки бурением В. А. Гальченко использует весь имеющийся геолого-геохимический материал, в том числе данные о содержании в породах органического вещества.

Участки с аномально высоким содержанием углеводородных газов и благоприятными структурными условиями: Остерский, Жеведьский, Слабинский, Черниговский, Грабовский, Ивановский,

Белогорский и Монастырищенский, были отнесены к возможно перспективным площадям, причем на двух последних площадях впоследствии были открыты залежи нефти и газа.

Одновременно В. А. Гальченко и его сотрудники проводили газометрическую съемку скважин (до 300 м), пробуренных по профилю вкрест простирания впадины (от Журавковской структуры на юге до склона Воронежского массива на севере), а также в единичных глубоких скважинах на Журавковской и Пирятинской площадях и небольшому профилю на Озерянской структуре. В неглубоко залегающих горизонтах палеогена (в бучакско-каневском водоносном комплексе) были отмечены повышенные микроконцентрации углеводородов по керну и глинистому раствору как над месторождениями (Леляковском и Журавковском), так и над структурами с невыясненными перспективами, где выявлен ряд аномалий. Среди этих аномалий в результате анализа геолого-геохимической обстановки как первоочередные площади для постановки поисковых работ были рекомендованы Восточно-Иваницкое поднятие, бортовая часть Ольшанского прогиба, разделяющая Прилукское и Шуровское поднятия, перегиб между Леляковским и Журавковским поднятиями и др.

На участке между Леляковским и Журавковским поднятиями (в пределах газовой аномалии) в настоящее время проводится оценочное поисково-разведочное бурение и в скв. 2 из верхневизейских отложений был получен кратковременный выброс газа. На площади Ольшанской аномалии (борт одноименного прогиба также газировала скв. 2, пробуренная после обнаружения аномалии.

В 1964, 1965 гг. сотрудниками УкрНИГРИ Р. Е. Волькович, Л. П. Швай (1971) проведены водногазовые и гидрогеохимические исследования в районе Ичня — Сребное. Аномальные эффекты в распределении газов в кайнозойских водоносных горизонтах отмечены в пределах Дмитриевской и Ярошевской структур, Дмитриевского купола и локальных поднятий в районе сел Ярошевки и Поповки.

В последующие годы геохимические поиски рекогносцировочного характера проводились УкрНИГРИ (Кривицкий, Селецкий, Качковский, 1972) на территории, прилегающей к южной прибортовой зоне, в пределах которой находились Михайловское (газовое), Новониколаевское (газоконденсатное) и Новогригорьевское (нефтяное) месторождения и ряд структур с невыясненными перспективами нефтегазоносности. Наряду с газовой съемкой по водоисточникам проводилась и газометрия скважин (рис. 31).

В результате изучения газовой фазы вод было выявлено больше десятка аномалий, часть из которых удовлетворительно совпадает с вышеназванными месторождениями или структурами с невыявленной перспективностью. Для оценки аномалий применялся эмпирический сравнительный анализ, при котором считается, что аномалии, равные или большие по основным показателям, получен-

ные над известными залежами, заслуживают дальнейшего изучения более детальными геохимическими методами.

В юго-западной части Днепровско-Донецкой впадины геохимический отряд Полтавской геофизической партии под руководством

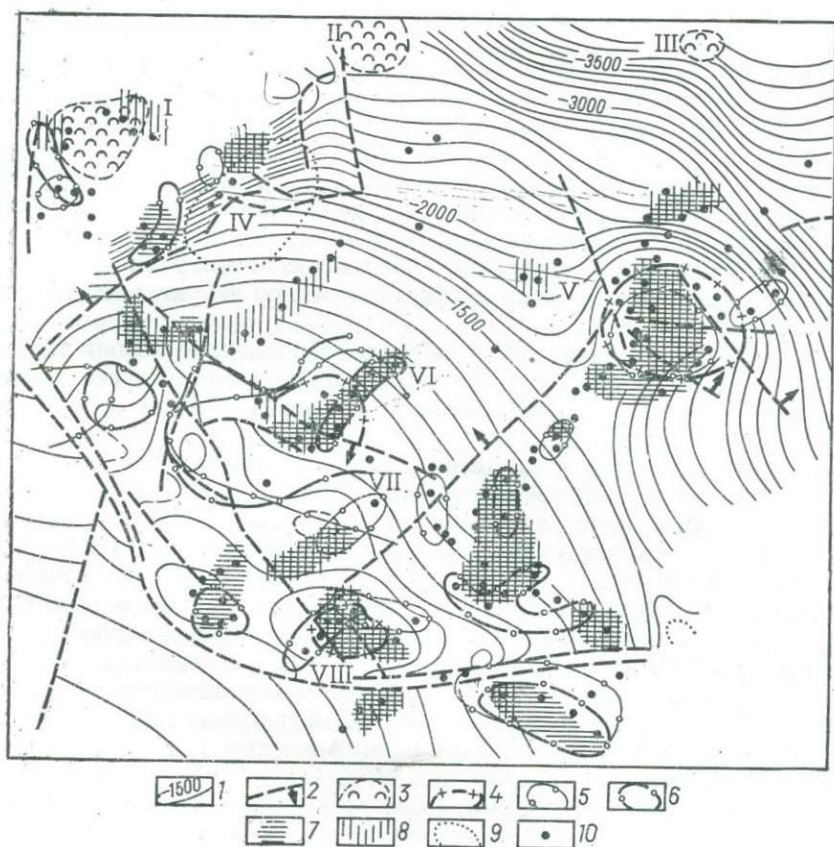


Рис. 31. Результаты геохимических исследований на Новониколаевской и Новогригорьевской площадях (по Т. С. Селецкому и др., 1972 г.)

1 — изогипсы по кровле  $C_1$ ; 2 — разломы с направлением падения; 3 — соляные купола; 4 — контуры залежей; 5 — метана (более  $0,001 \text{ см}^3/\text{л}$ ) в водах; 6 — тяжелых углеводородов (более  $0,00005 \text{ см}^3/\text{л}$ ) в водах; участки аномального содержания; 7 — метанооксиляющих микроорганизмов; 8 — пропанооксиляющих микроорганизмов; 9 — предполагаемый контур газоносных залежей; 10 — точки отбора проб.

Площади: I — Новосержарская; II — Малоперешепинская; III — Андреевская; IV — Руденковская; V — Новогригорьевская; VI — Новониколаевская; VII — Нехворощанская; VIII — Михайловская.

Ю. Н. Солдаткина проводит водногелиевую съемку. Эти работы были начаты в 1968 г. на Крестищинском месторождении, над которым были получены аномальные содержания гелия. Это позволи-

до распространить исследования на смежные территории, где в настоящее время по заданной сетке бурятся скважины глубиной от 60 до 120 м, с обязательным вскрытием буцаковского водоносного горизонта. По содержанию гелия в этом горизонте выделяют аномалии с повышенными концентрациями, которые позволяют выделять перспективные участки и трассировать глубинные разломы.

Наконец, в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины с целью поисков залежей нефти и газа применяются геотермические исследования в мелких скважинах (до 25 м). Их проводит С. Г. Думанский, который считает, что залегают соответствующие термоаномалии, причем более высокий температурный фон наблюдается над газовыми месторождениями (по сравнению с нефтяными). Эти данные нуждаются в уточнении, тем более, что многие исследователи связывают геотермические аномалии с анизотропией горных пород, гидрогеологическими особенностями, со структурной ловушкой для тепла и др.

Как видно из приведенного обзора, за последние 10 лет на территории Днепровско-Донецкой впадины проводились геохимические поиски как рекогносцировочного (газобиохимические исследования по водам и грунтам и газовые — по водам и другие), так и детального характера (газометрия скважин по керну и глинистому раствору). В большинстве случаев они проводились на разрозненных площадях и были слабо скомплексированы. Обособленные виды геохимических исследований, проводившиеся на разных площадях, затрудняли выдачу надежных рекомендаций для постановки поискового бурения. Несмотря на это, фактический материал свидетельствует о возможности применения геохимических поисков в комплексе с другими геолого-геофизическими работами.

Поиски новых залежей нефти и газа геохимическими методами в геологических условиях Днепровско-Донецкой впадины, видимо, следует вести в разных районах специфическим комплексом (Основы..., 1967, Гидрогеохимические... 1974).

На северо-западе впадины, в ее прибортовых частях и в зонах мелкой складчатости северного окончания Донбасса для рекогносцировочных работ эффективными будут газобиохимические исследования по водоисточникам, причем в районах, где развита мощная гидрохимическая толща нижней перми, изучение газонасыщенности водоносных горизонтов лучше вести ниже зоны свободного водо- и газообмена. Об этом свидетельствуют результаты газовых и газобактериальных исследований по водам, указывающие, что наиболее контрастные и значительные по размерам аномалии тяготеют к краевым частям впадины. В центральных частях впадины аномалии обычно слабо контрастные и по размерам, как правило, меньше площади месторождения структур.

Более высокие показатели краевых зон Днепровско-Донецкой впадины по сравнению с центральными объясняются сильной тектонической раздробленностью прибортовых зон и связанной с этим

большей проницаемостью пород для газовой фазы и для транспортирующих газы подземных вод. Кроме того, в бортовых зонах отсутствует мощная толща гипсово-ангидритовых и соленосных пестроцветов нижней перми или их мощность ничтожна. Это в свою очередь обуславливает более высокий углеводородный фон в водах и породах в центральных частях Днепровско-Донецкой впадины (Терещенко, 1969) при меньшей контрастности приповерхностных аномалий. Отсюда видно, что даже региональное геолого-геохимическое районирование перед постановкой геохимических исследований необходимо. Оно позволяет определить целесообразность проведения различных видов геохимических исследований, достоверность информативности отдельных показателей и др.

Газобактериальные исследования по водоносчикам, а в отдельных случаях и по грунтам должны проводиться только с рекогносцировочными целями, а на выявленных газовых и бактериальных аномалиях необходимо проводить ревизионно-детализационные исследования путем газометрической съемки скважин.

Для выделения структур с наиболее благоприятными условиями проведения детальных геохимических поисков можно использовать математико-статистические методы. В связи с этим необходимо отметить интересную работу по вероятностно-статистической оценке прогноза нефтеносности локальных структур Днепровско-Донецкой впадины, которая была проведена во ВНИИЯГГ под руководством А. В. Петухова. Статистический анализ был проведен по двум группам выборочных признаков: пространственно-морфологических и литолого-гидрогеологических.

Для выявления информативности пространственно-литологических признаков были использованы данные по 29 продуктивным и 30 «пустым» структурам. При этом в качестве аналитических данных были выбраны следующие параметры: площадь структуры, амплитуда поднятия, удлиненность, расстояния от структуры до Брагинского выступа, до оси впадины, до северного и южного краевых разломов, мощность продуктивного комплекса и покрывки на структуре, глубины до кровли продуктивного горизонта и до поверхности фундамента, мощность интервала между кровлей продуктивного комплекса и поверхностью фундамента.

На 28 продуктивных и 18 «пустых» структурах были проверены гидрогеологические и литологические признаки, а именно: доля коллекторов в продуктивном комплексе и в покрывке, средняя открытая пористость коллекторов в продуктивном комплексе, минерализация вод и их метаморфизм, газонасыщенность вод, коэффициент газонасыщения, содержание углеводородных компонентов в растворенных газах, содержание тяжелых углеводородов, хлорбромный коэффициент, содержание аммония и азота. Рекомендации, выданные на основе этих материалов, начали проверяться бурением. На начало 1974 г. из семи проверенных структур, которые прогнозировались как перспективные, продуктивными оказались три; из четырех проверенных структур, которые прогнозировались

как бесперспективные, все оказались пустыми. Аналогичные исследования ведут местные геологи.

Проведенные работы по газометрической съемке скважин доказали более высокую газонасыщенность пород над залежами по сравнению с газонасыщенностью пород над «пустыми» структурами, причем наиболее важная роль в сохранении высокой концентрации принадлежит относительно слабопроницаемым толщам, развитым в отложениях палеогена, верхнего мела, юры и триаса.

Газометрические исследования скважин желательнее проводить по профилям вкрест простирания структуры до глубины 300—400 м, где в зоне затрудненного водообмена могут быть встречены напорные водоносные горизонты, дающие наиболее контрастные результаты. Эти горизонты могут быть встречены в отложениях палеогена (бучаковская, каневская и сумская свиты), а там, где они размыты или находятся в зоне свободного водообмена, в более древних горизонтах, в частности в отложениях маастрихта — кампана. Последние не имеют повсеместного развития, и следующим горизонтом, на который можно ориентировать газометрические исследования, являются сеноман-нижнемеловые отложения, верхнеюрские (оксфордские) и среднеюрские (байосские) отложения, а в некоторых районах песчаные и песчано-карбонатные породы триаса. Газометрические исследования лучше проводить по глинистому раствору (с тщательной привязкой каждой пробы к глубине, с учетом параметров бурения). Это связано с тем, что в верхних горизонтах стратиграфического разреза Днепровско-Донецкой впадины встречаются многочисленные пропластки, прослои и маломощные толщи рыхлых пород, при разбуривании которых значительные количества углеводородных газов переходят в глинистый раствор. Вынос керна здесь бывает низким, наблюдаются большие потери газа при подъеме керна. В единичных скважинах желательнее проводить газометрию по керну, с увеличенным отбором образцов в представительных (опорных) горизонтах и разреженным отбором в других интервалах разреза для изучения литологических особенностей вскрытого разреза, состава битумов и органического вещества и др. При интерпретации результатов геохимических поисков нефти и газа необходимо детально анализировать геолого-геофизические материалы. Необходимо также учесть, что фонд неразведанных поднятий в недалеком будущем будет исчерпан, а поиски залежей неструктурного типа (стратиграфические, литологические и тектонически экранированные) в отложениях перми и карбона затруднены без геохимических методов.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОМ ОКОНЧАНИИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ И В ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНАХ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ

Моноклинальный склон Волыно-Подольского окончания Русской платформы осложнен Львовским прогибом, который занимает значительную часть склона. Прогиб начал развиваться в верхнем протерозое и продолжал свое формирование в нижнем палеозое. В верхнем палеозое наступил перерыв в осадконакоплении, связанный с восходящими движениями, которые продолжались до начала мезозоя. В нижнеюрскую эпоху наблюдались крупные дифференцированные опускания, причем вновь сформированные прогибы являлись типично наложенными структурами (их границы и оси не совпадают между собой и смещены по отношению к палеозойскому прогибу). Мощность осадочного покрова в Львовском прогибе увеличивается от 3,0—3,5 км у его бортов до 6—7 км в центре.

В настоящее время в пределах Львовского прогиба известно только одно газовое месторождение — Великие Мосты. В целом территория прогиба в нефтегазоносном отношении относится к перспективной, особенно на глубокие горизонты (девонский и нижние), хотя в нижнепалеозойских породах имеются угленосные толщи.

С юго-востока к Львовскому прогибу примыкают Восточные Карпаты, где по особенностям тектонического строения, а также и различным перспективам нефтегазоносности выделяются (с севера на юг) три крупных элемента: Предкарпатский прогиб, Карпатская складчатая область, Закарпатские впадины.

Предкарпатский прогиб сформировался в неогене вдоль юго-западного края Русской платформы, захватив частично Львовский и Причерноморский прогибы. В его пределах выделяются две зоны — Внешняя и Внутренняя. Территория Внешней зоны прогиба в нижнем миоцене представляла собой сушу, тесно связанную с юго-западной окраиной Русской платформы. Для нее характерна относительно спокойная пологая складчатость и наличие сбросов и флексур, связанных с разломами фундамента. Основная часть разреза осадочных отложений состоит из мощной толщи песчано-глинистых пород тортон-сарматского возраста, в которой встречаются песчано-глинистые красноцветы, гипсы и ангидриты. Внутренняя зона прогиба сформировалась на флишевом складчатом основании. В строении флишевого основания участвуют отложения верхнего мела (чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов) и палеогена (флиш, карбонаты, соленосная толща), причем нижняя часть олигоцена представлена черными битуминозными глинистыми сланцами менилитовой серии. Породы интенсивно смяты в складки, осложнены сбросовыми дислокациями.

На территории Предкарпатского прогиба расположено 30 нефтяных и 25 газовых месторождений. Во Внешней зоне прогиба газоносными являются отложения юры, мела, тортона и сармата, а во Внутренней зоне встречается нефть в диапазоне от меловых пород стрийской серии до воротыщинских отложений миоцена. Основными нефтеносными отложениями являются менилитовые породы олигоцена и эоцена.

Карпатская складчатая область в целом представляет собой сложно построенный мегантиклинорий с опущенным по разломам южным крылом, перекрытым молассовыми отложениями Закарпатских впадин.

Обильные нефтегазонакопления, наличие заброшенных промыслов, разрабатываемое Сходницкое месторождение указывают на перспективность глубоко залегающих пород. Наибольшие перспективы связаны с Турковской и Жабьевской впадинами, где нефтегазодержащие горизонты залегают на глубинах 3,5—3 км.

Закарпатские межгорные впадины сложены мощным комплексом неогеновых молассовых отложений, которые смяты в складки, вытянутые в общекарпатском направлении (северо-западное — юго-восточное). Нефтепроявления на ряде структур впадин и данные по соседним зарубежным странам позволяют предполагать промышленную газонефтеносность отложений от триаса до паннона.

Геохимические исследования на территории Вольно-Подольского окончания Русской платформы и в прилегающих районах Восточных Карпат проводят сотрудники треста Львовнефтегазразведка и УкрНИГРИ И. Ф. Золотарев (1970, 1972), Т. М. Селецкий и др. (1972), а также Л. Г. Каретников, Г. Ю. Валуконис, М. А. Волков (1972), Б. П. Яснев (1962). Впервые геохимические исследования (газометрия скважин) на этой территории были начаты на площади Рассольная в 1961 г. и на площадях Вербих и Жабье (рис. 32) в 1962 г. В 1963 г. газометрические исследования по керну проводились в скважинах на площадях Нестеров, Покутская, Великомоствовская, Красноильск, Ужгород, Тербля, Свалява, Ольховка, Северо-Медыничская, Воля Блажевская и продолжены на площади Рассольная. Постепенно объем газометрических работ в скважинах, проводимых трестом Львовнефтегазразведка, с каждым годом увеличивался до 1969 г., после чего наметился резкий спад в связи с передачей геохимических поисков в УкрНИГРИ.

За период с 1961 по 1970 г. на территории Вольно-Подольского окончания Русской платформы и в прилегающих районах Восточных Карпат газометрическими исследованиями охвачено 32 площади (табл. 10).

Изучение концентрации углеводородов в керне показало, что над месторождениями (Великомостовское и Космачское) фиксируются газовые аномалии. В частности, в отдельных скважинах на площади Великомоствовской выявлены резко повышенные концентрации тяжелых углеводородов ( $1,136 \text{ см}^3/\text{кг}$ ) в 2,5 раза выше фонового, при низких содержаниях метана ( $2,48 \text{ см}^3/\text{кг}$ ). Здесь в 1964 г.

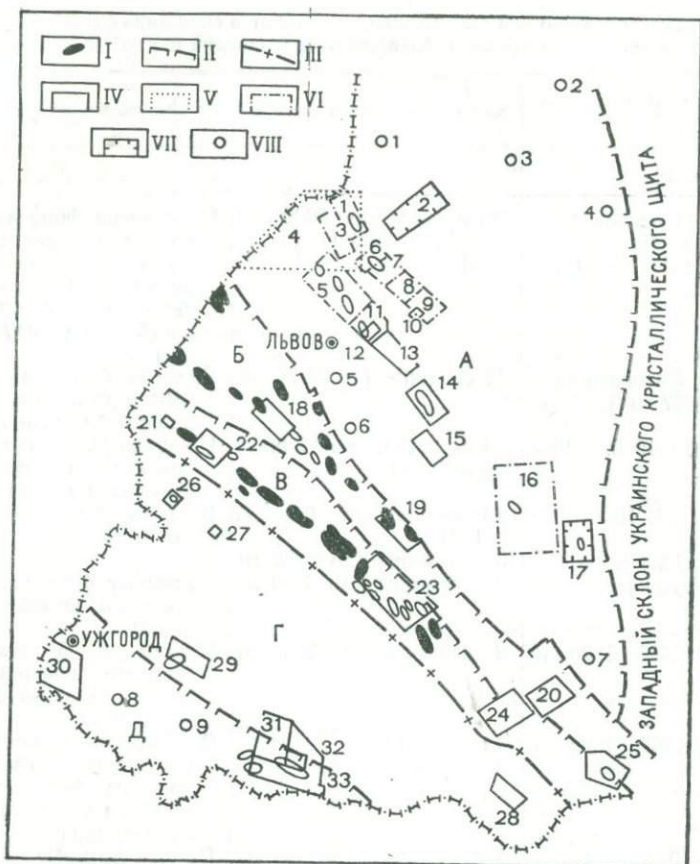


Рис. 32. Схема изученности геохимическими нефтегазописковыми методами на территории Воыно-Подольской окраины и прилегающих районов Восточных Карпат.

*I* — нефтяные и газовые месторождения; *II* — границы тектонических зон по геолого-геофизическим данным; *III* — предполагаемая юго-западная граница Внутренней зоны Предкарпатского прогиба; площади: *IV* — газометрических исследований в структурных скважинах, *V* — газовой съемки по водосточникам, *VI* — газобиохимической съемки по водосточникам, *VII* — газобиохимической съемки по грунтам, *VIII* — глубокие скважины, в которых проводились газометрические исследования.

Скважины, на которых проводилась газометрия: 1 — Литовеж, 2 — Луцк, 3 — Горохов, 4 — Пелча, 5 — Ставчаны, 6 — Вербиж, 7 — Замостье, 8 — Великая Добрь, 9 — Иршава.

Площади, на которых проводились геохимические (нефтегазописковые) работы: 1 — Великие Мосты, 2 — Новый Витков — Бышев, 3 — Хлевчаны — Бутынь, 4 — Немиров — Нестеров, 5 — Нестеров, 6 — Каменка — Бугская, 7 — Дерново, 8 — Милытин, 9 — Балучин, 10 — Балучин (глав.), 11 — Дубляны, 12 — Дубляны (глав.), 13 — Винники — Бобрка, 14 — Перемышляны, 15 — Рогатин, 16 — Шумляны — Горожанка, 17 — Бучач, 18 — Пыняны, 19 — Болохов, 20 — Косов, 21 — Старый Сомбор, 22 — Воля Блажевская, 23 — Струтын — Ольховка — Расольная, 24 — Выжница, 25 — Красноильск, 26 — Ломна, 27 — Побук — Сколе, 28 — Жабье, 29 — Свалява, 30 — Ужгород, 31 — Колодно, 32 — Тячево — Тересва, 33 — Тересля

Тектонические зоны: *A* — Воыно-Подольское окончание Русской платформы, *B* — Внешняя зона Предкарпатского прогиба, *B* — Внутренняя зона Предкарпатского прогиба, *Г* — область складчатых Карпат, *Д* — Закарпатский прогиб.

Таблица 10

Объемы и результаты газометрических работ в скважинах (по керну),  
проведенных трестом Львовнефтегазразведка и УкрНИГРИ

Площадь и год проведения работ	Количество скважин (глубина)	Результаты исследований
1	2	3
Великие Мосты (газовое месторождение), 1963—1970 гг.	9 скважин (до 3000 м) и 19 скважин (до 200 м)	Определена фоновая и аномальная газонасыщенность по стратиграфическим горизонтам и установлена высокая газонасыщенность пород над контуром залежи
Новый Витков-Бышев, 1966—1967 и 1970 гг.	11 скважин (до 3500 м)	Ряд горизонтов с глубины 3364 м до 3500 м рекомендованы для испытания
Хлевчаны, 1965, 1969, 1970 гг.	46 скважин, из них 5 глубоких	Площадь рекомендована для поисков в отложениях карбона и девона
Бутын, 1965, 1968, 1969, 1970 гг.	16 скважин (от 951 до 1121 м)	В отложениях мела выявлены газовые аномалии
Нестеров, 1965 г.	3 скважины (до 2993 м)	Поисковое бурение рекомендовано к юго-востоку от скв. 9
Каменка-Бугская, 1965 г.	3 скважины (до 3000 м)	
Дерново, 1968—1970 гг.	2 скважины (до 3000 м)	Установлены фоновые и аномальные значения в разных стратиграфических горизонтах
Милятин, 1965, 1969 гг.	12 скважин	В отложениях девона, нижнего и верхнего мела установлены фоновые и аномальные концентрации углеводородов
Балучин, 1964, 1970 гг.	9 скважин (до 2600 м)	По разрезам выявлены только фоновые значения по метану и тяжелым углеводородам
Дубляны, 1968—1970 гг.	33 скважины, из них 4 глубоких	Установлены фоновые содержания углеводородов по отложениям карбона и верхнего девона
Винники — Бобрка, 1964 г.	20 скважин	То же
Перемышляны, 1968—1970 гг.	17 скважин (от 2130 до 3025 м)	Выделенные интервалы с повышенным содержанием метана на глубинах от 2129 до 2930 м
Рогатин, 1969 г.	5 скважин	Отмечена низкая газонасыщенность вскрытых скважинами горизонтов
Шумляны — Горожанка, 1969 г.	27 скважин	На площади выделены аномальные участки
Бучач, 1964, 1966 гг.	2 скважины (до 1662 м)	Установлено, что с увеличением глубины газонасы-

Продолжение

Площадь и год проведения работ	Количество скважин (глубина)	Результаты исследований
1	2	3
Болохов, 1964 г.	2 скважины (до 1200 м)	ценность пород увеличивается; наиболее перспективны отложения венда
Космач-Покутский, 1965, 1966 гг.	47 скважин	На глубинах 1178—1184 и 1108—1110 м выявлены горизонты с повышенным содержанием углеводородов
Рассольная, 1961, 1963, 1966, 1967 гг.	4 скважины	Над залежью на площади Космач установлены аномально-высокие концентрации тяжелых углеводородов
Ольховка, 1963 г.	6 скважин	В менилитовых отложениях содержание метана по сравнению с фоновым увеличивается в 20 раз
Струтын, 1965 г.	8 скважин	В разрезах скважин наблюдались фоновые содержания углеводородов
Выжница, 1966 г.	3 скважины (до 1000 м)	
Красноильская, 1967, 1969 гг.	15 скважин	То же
Ломна, 1966, 1967 гг.	2 скважины (до 3317)	В нижнеменилитовых отложениях на глубинах 781—791 м и 866—872 м установлены повышенные концентрации углеводородов
Жабье, 1961, 1962 гг.	4 скважины (до 1080 м)	Высокая контрастность газовой аномалии в миоценовых глинах свидетельствует о возможной газоносности площади
Свалява, 1963, 1964, 1967 гг.	4 скважины (интервал 1491—2755 м и 1349—1351 м)	В скважинах наблюдались повышенные содержания тяжелых углеводородов на глубинах 2619—2624 м, 2863—2866 м, 3114—3120 м
Ужгород-Чоп, 1963, 1964, 1969 гг.	8 скважин (до 2000 м)	В скважинах наблюдались фоновые содержания углеводородов
Колодно, 1964—1967 гг.	9 скважин (до 2000 м)	Наиболее газонасыщены пуховские и березнянские слои; газ метановый. Залежь возможна на глубине 2—3 км

Площадь и год проведения работ	Количество скважин (глубина)	Результаты исследований
1	2	3
Теребля, 1963, 1965, 1967—1970 гг.	7 скважин из них 1 глубокая (3027 м)	ложения Солотинской свиты. На глубине 1562—1568 м выделена углеводородная аномалия, с глубины 2780 м наблюдается усиление газопроявлений.
Тересва, 1965—1970 гг.	8 скважин	Рекомендованы участки для поискового бурения между скв. 4, 6 и 21, 23, 24
Тячево, 1965—1967, 1969 гг.	10 скважин	С глубиной газонасыщенность слоев увеличивается, что позволило рекомендовать бурение структурно-поисковых скважин.
Рава Русская, 1969 г.	5 скважин	Газонасыщенность каменноугольных отложений повышается в сравнении с юрскими, рекомендуется детализировать геохимические работы.
Корчин, 1970 г.	3 скважины (до 3000 м)	С глубиной (от юры до франского яруса девона) углеводородосодержание в породе не увеличивается.

в скв. 6 из отложений среднего девона по данным геохимии в интервале 2399—2405 м был получен промышленный приток газа.

В результате геохимических работ были установлены аномальные и фоновые значения концентрации углеводородов в породах различных стратиграфических горизонтов, что позволило не только выделять перспективные структуры для поисков залежей нефти и газа, но и рекомендовать для опробования отдельные глубоко залегающие горизонты. Как возможно перспективными были выделены нижнедевонские отложения (глубина более 400 м) на Каменке-Бугской и Нестеровской площадях, силурийские отложения (свыше 3500 м) на Балучинской и Красноильской площадях, отложения венда на площади Бучач, выгодская свита на Выжнице (аномальные содержания тяжелых углеводородов 18,43 см<sup>3</sup>/кг при фоновых около 1 см<sup>3</sup>/кг), воротыщенские слои на площади Рассольной (повышение фона по метану в 20 и более раз — скв. 3 и 5).

На Русско-Кожаровском поднятии (площадь Ужгород) были получены повышенные содержания тяжелых углеводородов на глубинах 1782—1792 м — 5,8 см<sup>3</sup>/кг и 1912 м — 15,4 см<sup>3</sup>/кг, что позволило считать перспективными более глубокие горизонты. На площади Свалява отложения, залегающие на глубинах более 3000 м также

были выделены как перспективные, ввиду аномальных содержаний углеводородов в керне скв. 4 в интервале 2401—2912 м (концентрации метана достигали 12—82 см<sup>3</sup>/кг).

Ряд горизонтов был рекомендован для опробования на площадях Небыловской, Рассольной, Ольховской, Струтынской, Долгой, Сокирницкой, Тячевской и др. Один из горизонтов на Рассольной площади, где в скв. 3 в интервале 1600—2000 м наблюдалась газонасыщенность в 20 и более раз выше фона, после испытания дал промышленный приток газа.

Газовые аномалии, выявленные по скважинам, в плане перекрывают контуры месторождений (Великомостовская и Космачская), совпадают с выявленными поднятиями, локализуются на крыльях поднятий (Бутынь, Перемышляны и др.) или частично примыкают к ним (Свалява, Покутская группа, Красноильск и др.). В большинстве случаев смещения аномалий и изменения ее формы относительно структуры объясняются разломной тектоникой, а также направлением движения подземных вод. Лишь на отдельных структурах причины несовпадения аномалии со структурными формами неясны.

Одновременно с изучением газонасыщенности керна в скважинах сотрудники треста Львовнефтегазразведка проводили комплекс поверхностных геохимических исследований. На газовом месторождении Великие Мосты была проведена микробиологическая съемка по грунтам (500 проб из 118 шурфов глубиной 2,5 м) и водоисточникам (отобрано 108 проб воды), которая показала, что над месторождением отмечаются зоны интенсивного развития бактерий и был зафиксирован вертикальный поток углеводородов нефтяного ряда из залежей к поверхности. Эти исследования было рекомендовано продолжить на других структурах в следующей последовательности: съемка по водам — съемка по грунтам — газометрия скважин по керну.

Изучение газовой фазы вод в поверхностных водоисточниках было проведено на следующих площадях: Немиров-Нестеровская, Каменская, Бугская, Хлевчанская, Бутыньская, Дублянская, Вашковская, Дорошевская, Збойская, Давыдовская, Водниковская, Нововитковская и др.

В результате этих исследований выделены газовые аномалии на ряде площадей, рекомендованные к глубокому поисковому бурению. В частности, перспективными считались площади Хлевчанская и Бутыньская, а также участок Завадов — Высокое — Баранов — Монастырск. На остальных аномальных участках, по мнению исследователей, необходимо проводить дополнительные геохимические исследования.

В 1969 г. В. М. Филатов и другие наряду с геологической съемкой провели значительный комплекс геохимических исследований (газометрию керна скважин, микробиологические, гидрохимические с изучением газового состава вод, термометрические, люминесцентно-битуминологические) в пределах Покутских Карпат (площадь

Космач). Выявлено, что аномалии, выявленные различными видами геохимических исследований, сконцентрированы над заброшенным нефтяным промыслом Космач. На нескольких структурах наблюдалось «наложение» ряда аномалий, что позволило их выделить, как перспективные для поисков залежей нефти (рис. 33).

В 1970 г. газовую съемку по водоисточникам, газометрию скважин по керну, микробиологические, люминесцентно-битуминологические, металлометрические и радиометрические исследования про-

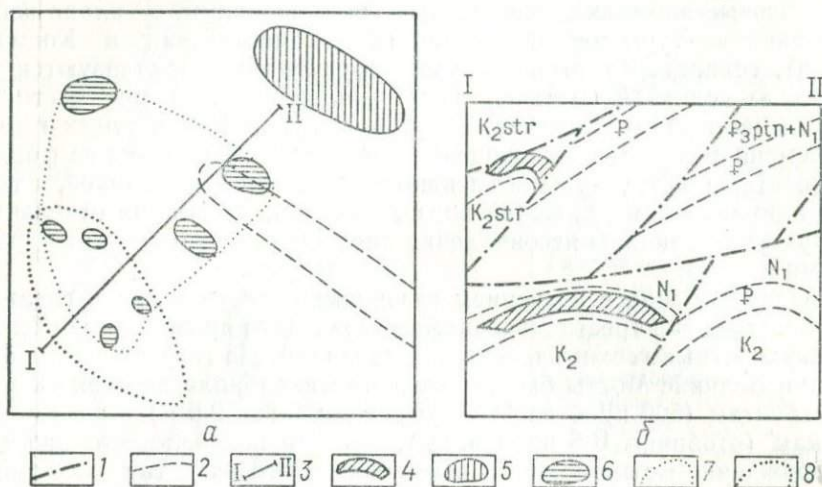


Рис. 33. Структурно-геохимическая схема площади Космач (Покутские Карпаты). а — плановое соотношение месторождений и геохимических аномалий; б — геолого-геохимический профиль.

1 — линии надвигов; 2 — геологические границы; 3 — линия разреза; 4 — предполагаемые залежи нефти; 5 — нефтяное месторождение Космач и комплексные аномалии над ним; 6 — аномалии по данным вычисления линейной дискриминантной функции; 7 — комплексная Космачская аномалия; 8 — комплексная Максимецкая аномалия.

вели Т. М. Селецкий и другие на площадях Перемышлянской, Дерновской, Миялятинской. По данным газовой съемки по водоисточникам было выделено 18 аномалий в пределах Перемышлянской (по 100 водоисточникам) и Миялятинской (140 водопунктов) площадей и рекомендовано дополнительно провести газовые исследования по водоисточникам с изучением микрофлоры, окисляющей углеводороды в грунтах на Дерновской площади.

Рассматривая в целом результаты рекогносцировочных геохимических исследований в данном районе, следует отметить, что газовые, бактериальные и другие геохимические аномалии, выявленные при изучении водопунктов и приповерхностных отложений, находятся в различных сочетаниях с поднятиями и контурами залежей. При этом газовые и бактериальные аномалии на территории Воляно-Подольского окончания Русской платформы всегда гораздо меньше размеров структур, а в Восточных Карпатах они более

крупные, иногда охватывают несколько структур. Удовлетворительно с продуктивными структурами совпадают аномалии, выделенные над газовым Великомостовским месторождением и на площадях Пынянской, Ольховской и Старосамборской, где в результате подхода фронта поискового бурения были открыты промышленные залежи.

На Волыно-Подольском окончании Русской платформы Бережанская площадь несколько аномалий, выявленных газобактериальными исследованиями, были подтверждены газометрическими и другими аномалиями.

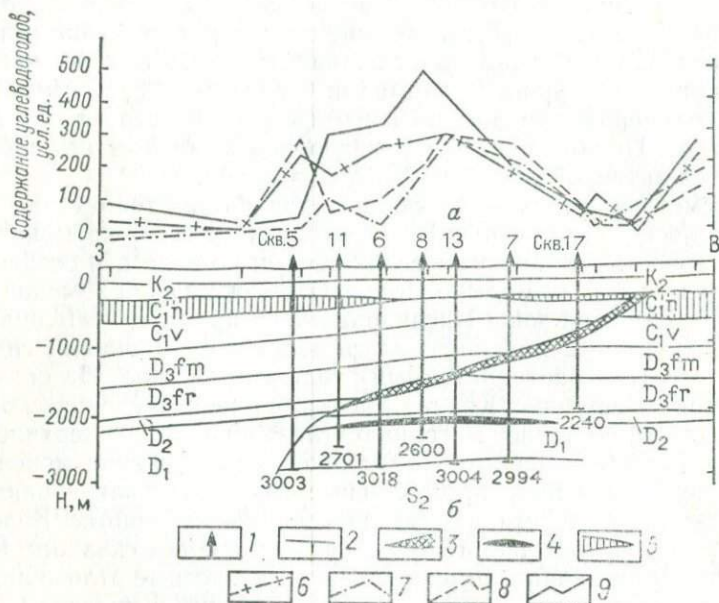


Рис. 34. Геолого-геохимический профиль через Великомостовское месторождение (по И. Ф. Золотареву и В. Е. Динисенко, 1973 г.).

*a* — содержание углеводородов; *b* — геологический профиль.  
1 — глубокие скважины; 2 — шурфы; 3 — зоны надвига; 4 — газовые залежи; 5 — угленосный карбон; 6 — метан; 7 — пропан; 8 — бутан; 9 — пентан.

Нечеткий и расчлененный характер геохимических аномалий на поверхности по сравнению с газовыми аномалиями на глубинах в пределах Волыно-Подольской окраины Русской платформы с ее спокойно залегающими толщами можно объяснить наличием неглубоко залегающего регионального водоупора (10—400 м) и слабопроницаемого для углеводородов геохимического барьера — доломитово-гипсово-пестроцветной толщи неогена (тирасская свита верхнего тортонна). Поэтому газометрические исследования в скважинах ниже этих толщ были более информативными, а выявленные аномалии более контрастными в 10—30 раз выше фонового.

Значительные трудности при интерпретации результатов геохимических данных возникают при наличии региональной газоносности в отложениях менилита и ямны, а также угольных газов в отложениях, покрывающих в пределах изученной территории продуктивные газонефтяные горизонты. Это наглядно подтверждается геолого-геохимическими материалами на Великомоствовском месторождении (рис. 34).

Контрастность газовых и бактериальных аномалий в грунтовых водах и в приповерхностных отложениях в пределах Волыно-Подольского окончания Русской платформы и Внешней зоны Предкарпатского прогиба около 2—3, редко до 5. По размерам аномалии здесь очень мелкие — всегда меньше структур, причем большинство их не совпадает с локальными поднятиями. Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба аномалии становятся более контрастными, по размерам они обычно соизмеримы со структурами или больше их. Проникновение углеводородов к поверхности здесь облегчается активной тектоникой отдельных зон.

Рассмотрение геохимических материалов на территории Волыно-Подольского окончания Русской платформы показывает, что эффективность газобиохимических съемок по водам, и особенно по грунтам в пределах Волыно-Подольского окончания Русской платформы и Внешней зоны Предкарпатского прогиба, невысокая, так как продуктивные горизонты здесь перекрыты мощными гидрохимическими (гипсоангидритовыми) толщами неогена. На остальной территории Восточных Карпат высокая степень тектонической раздробленности облегчает миграцию углеводородов к поверхности, но регионально обогащенные углеводородами отложения менилита и ямны, перекрывающие продуктивные горизонты, затрудняют геологическую интерпретацию газобактериальных данных. Более надежные результаты дает газометрическая съемка скважин, но при интерпретации данных помехи создают газоносные отложения карбона (газ угольного происхождения), особенно в пределах Львовского прогиба, где продуктивные горизонты перекрываются этими отложениями (Золотарев, 1972).

#### Глава XIV

### РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

По своему строению Предкавказская платформа расчленяется на ряд крупных элементов, осложненных разломами и различного вида нарушениями. В центральной части платформы расположен Ставропольский свод, представляющий собой крупную зону поднятия палеозойских пород фундамента. Ставропольский свод отделяет друг от друга две крупные впадины Предкавказья: Терско-Кумскую на востоке и Азово-Кубанскую на западе, в пределах ко-

торых выделяется ряд структур второго порядка; зоны поднятий, валы, тектонические ступени и прогибы. Азово-Кубанская впадина охватывает не только Западное Предкавказье, но и акватории Азовского моря. Ее западным ограничением служит Тарханкутско-Новоселовская зона поднятий и Симферопольский выступ.

К востоку от Ставропольского свода расположена Терско-Кумская впадина, также расчлененная на ряд внутриплатформенных структурных элементов. Одним из наиболее крупных структурно-тектонических элементов Терско-Кумской впадины является Прикумско-Тюленевский вал, состоящий из двух блоков — Озек-Суатского и Сухокумского. Прикумско-Тюленевский вал на запад и юго-запад погружается в Чернолесский прогиб, а на юге — в Терско-Каспийский прогиб. На северо-западе он через Арзгирскую перемычку сочленяется с северо-восточной частью Ставропольского свода.

Северным ограничением Терско-Кумской впадины является вал Карпинского, в пределах которого установлена система разрывных нарушений субмеридионального и субширотного направлений.

Наиболее древними породами, выведенными на поверхность в отдельных областях Предкавказья, оказались отложения верхнепалеозойской системы, а в западной части — породы триасовой системы Западного Предкавказья.

Предкавказье является сравнительно молодой нефтегазоносной провинцией, занимающей одно из ведущих мест по добыче и прогнозным запасам нефти и газа в Европейской части СССР. На территории Предкавказья к началу 1967 г. была доказана промышленная нефтегазоносность проницаемых горизонтов почти всех стратиграфических комплексов мезозойско-кайнозойского платформенного чехла — от триасовых пород до плиоценовых включительно. Почти все месторождения приурочены к пологим брахиантиклинальным поднятиям с небольшими углами падения. Большинство залежей относится к типу пластовых сводовых. Экранированные залежи выявлены в олигоценовых отложениях на месторождениях Ачикулак и Камышбурун. В настоящее время в пределах Северного Предкавказья известно более 110 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Первые газосъемочные работы методического характера в Азово-Кубанской впадине были применены на территории бывшего треста Майнефть в Апшероно-Хадыженском районе в 1935 и 1937 гг. на месторождениях Асфальтовая гора, Балка Широкая и Кура-Цеце и на площади Тульского купола Майкопского района. В последующие годы (1939—1941 гг.) различные виды газовой и микробиологической съемки испытывались на отдельных площадях Азово-Кубанской впадины. Техника и методика газосъемочных и микробиологических работ в то время имели ряд недостатков, поэтому их результаты в настоящее время представляют в основном методический интерес, хотя многие аномалии, особенно полученные в зоне моноклинали, отличались большой контрастностью и приуроченностью к нефтяным залежам.

В послевоенные годы геохимические работы возобновились при возросшей глубине отбора проб (15—20 м) и более совершенной конструкции аналитических приборов. Значительное место в общем комплексе геохимических исследований заняли работы по газометрии скважин, давшие вполне закономерные результаты (Ясенов, 1962).

Особый интерес в методическом и теоретическом отношении представляет опыт региональной геомикробиологической съемки по водам, впервые проведенной в 1948 г. Р. П. Поликарповой, под руководством Г. А. Могилевского в пределах Ейско-Березанской зоны поднятий и Ростовского выступа. Общая площадь съемки составляла свыше 50 тыс. км<sup>2</sup>. В отношении условий проведения этих работ она была неравноценна. Так на юге, в пределах Тимашевской ступени, они были во многом неблагоприятны: объектом изучения служили в основном колодезные воды, а бактериальные определения проводились для ограниченной группы индикаторных микроорганизмов. Анализ растворенных газов не проводился. Несмотря на это, полученные результаты позволили выделить несколько крупных аномальных зон. Часть из них, как выяснилось в дальнейшем, оказалась приуроченной к площадям газоконденсатных месторождений, открытых в 1952—1960 гг.

Наилучшие результаты съемки получены для крупных месторождений. Сравнительно небольшие по площади и запасам месторождения в большинстве случаев лишь частично отобразились в показателях газобиохимической съемки по водам.

Важным подтверждением сделанных прогнозов для Восточно-Кубанского прогиба является открытие достаточно крупного Расшеватского газового месторождения. Обследование подземных вод, здесь проводившееся в 1950 г., носило комплексный характер, при этом наиболее четкая аномалия была получена по газам. Среди других, менее контрастных аномалий следует отметить рекомендованные для проверки буровыми работами аномалии: Ловлинскую, Челбасскую и др. В их пределах в дальнейшем обнаружены газоконденсатные и газовые месторождения, причем на Ловлинской аномальной площади установлена залежь литолого-стратиграфического типа.

Небольшие по своим размерам структуры не могли быть оконтурены при проведении газобактериальной съемки по водоностникам из-за небольшого количества артезианских скважин, однако большая часть их полностью или частично отразилась на расположении аномальных зон. В отдельных случаях аномалии оказываются смещенными в сторону регионального стока подземных вод.

В пределах Сальского выступа ряд газобактериальных аномалий, выявленных к северу от Расшеватского месторождения и совпадающих со структурами, до сих пор не проверены бурением. Этими же исследованиями были охвачены некоторые месторождения.

Ивановское газовое месторождение, открытое в 1954 г., было

обследовано дважды бактериальной съемкой по водам и грунтам. В обоих случаях были обнаружены локальные аномалии в своде поднятия.

В 1954 г. на площади выявленных месторождений (Куцевского, Староминского, Ленинградского) и на прилегающих структурах А. Н. Суховой и В. Б. Нейманом были проведены повторные газо-бактериальные исследования главным образом водоносных скважин. Указанные месторождения отразились в аномальных показателях по газовой фазе и микрофлоре, окисляющей тяжелые углеводороды и метан. Этот факт показывает, что вертикальная миграция углеводородов из продуктивных толщ обуславливает высокую интенсивность развития пропан- и бутаноокисляющих бактерий, а также относительно высокое содержание растворенных тяжелых углеводородов и метана. В целом для вод верхнего водоносного комплекса Восточно-Кубанского прогиба наблюдается сравнительно невысокий фон по метану и тяжелым углеводородам, что является важным условием для проведения здесь дальнейших газобактериальных исследований.

При сопоставлении результатов съемки с продуктивностью обследованных месторождений можно отметить прямую зависимость между интенсивностью и размерами газобиохимических аномалий и запасами месторождений. Так, например, Ленинградское месторождение отображается наиболее высокими показателями и размерами аномальной площади. Вслед за ним идет Староминское месторождение и далее располагаются Куцевское и Каневское.

Сравнительно небольшие по запасам Крыловское и Челбасское месторождения при проведении съемки отобразились весьма слабо.

Результаты съемок в районе Ейско-Березанской зоны поднятий и Ростовского выступа позволили также выявить несколько перспективных участков: Шкуринский, Новосергиевский, Байдачный и другие, в которых могут быть обнаружены залежи газа.

В 1958 г. А. Н. Суховой была проведена повторная и более детальная газобиохимическая съемка по водоисточникам в пределах малоперспективных Ейского и Щербинского районов и на продуктивных площадях Каневской, Ленинградской и Староминской.

Задача этих исследований, в процессе которых обследовано 54 водопункта, заключалась в оценке уже изученных бурением площадей и в выяснении эффективности метода при существующих геологических условиях.

В 1959 г. В. Б. Нейманом проведена площадная съемка территории, расположенной между Каневским поднятием на северо-западе, Куцевским поднятием на северо-востоке и Ленинградским поднятием на юге.

В результате проведенных работ было установлено следующее: Ейский район отличается наиболее низкими показателями по углеводородной микрофлоре. Пропаноокисляющие бактерии здесь не обнаружены.

На Новощербинском поднятии бактерии, окисляющие пропан, были обнаружены в двух точках, метанооксиляющие — в пяти. На газовых месторождениях концентрация углеводородных газов была более высокой, и некоторые виды углеводородной микрофлоры здесь развиты сравнительно широко.

На Каневском месторождении микрофлора, окисляющая углеводородные газы, обнаружена в пределах двух изолированных участков — на западной периклинали Каневского поднятия и в его восточной части, расположенной за контуром газонефтеносности. На Староминском месторождении большинство аномальных зон расположено в юго-восточной части. Отмечена высокая интенсивность развития индикаторной микрофлоры.

Ленинградское месторождение также характеризуется высокими показателями бактериального населения. Зона распространения пропаноксиляющих бактерий целиком находится в контуре газоносности при максимальной интенсивности (300—500 усл. ед.) в южной части месторождения.

Хотя величины отдельных газобиохимических показателей на обследованной территории сильно варьируют, все же наибольшие их значения характерны для зон, расположенных вблизи газовых месторождений, а междуструктурные участки отличаются низкими показателями интенсивности развития бактерий.

В пределах Ставропольского свода первые опытные газосъемочные исследования в 1933 г. были поставлены в районе г. Ставрополя Кавказского. В 1939 г. несколькими профилями газовой съемки была пересечена Мамайская газовая залежь в пределах Ворошиловского газового месторождения.

В 1944 г. в северной части Ворошиловского газового месторождения, в пределах Ташлинской газовой залежи и примыкающей к ней площади, была проведена микробиологическая грунтовая съемка. Скважина, заложенная для проверки бактериальной аномалии на Михайловской площади, вскрыла на глубине 200 м в отложениях карагана газовую залежь литологического типа. Полученные результаты имели принципиальное значение для проверки метода, а также для выбора нового перспективного направления по обнаружению газовых залежей в центральной части Ставропольской возвышенности.

В 1946 г. спецконторой Нефтегазосъемка проводились значительные по объему работы по газовой и микробиологической съемкам на площадях Сенгилеевского газового месторождения, Надзорненского поднятия, в районе горы Стрижамент и на участках Ташлинской и Михайловской газовых залежей (рис. 35). В результате грунтовой съемки, проведенной в 1946 г. в районе Сенгилеевского месторождения, была выявлена крупная аномалийная зона, границы которой хорошо совпали с контуром газоносности разведанного месторождения: шесть скважин, давших газ, расположены в пределах аномалии, а четыре скважины, встретившие законтурную воду, находились за ее пределами. Сопоставление данных газовых и

бактериальных исследований указывало на более локальное распространение в пределах контура газоносности бактериальных эффектов по сравнению с газовыми.

В том же году впервые в районе Ворошиловского газового месторождения и прилегающих площадей под руководством Г. А. Могилевского была проведена микробиологическая съемка по водоисточникам. Эти исследования охватили значительную территорию вокруг газоносных линз в караганских отложениях, в том числе Ташлинско-Михайловскую газовую залежь. Опробованию подверглись родники и колодцы, связанные с сарматскими водоносными горизонтами.

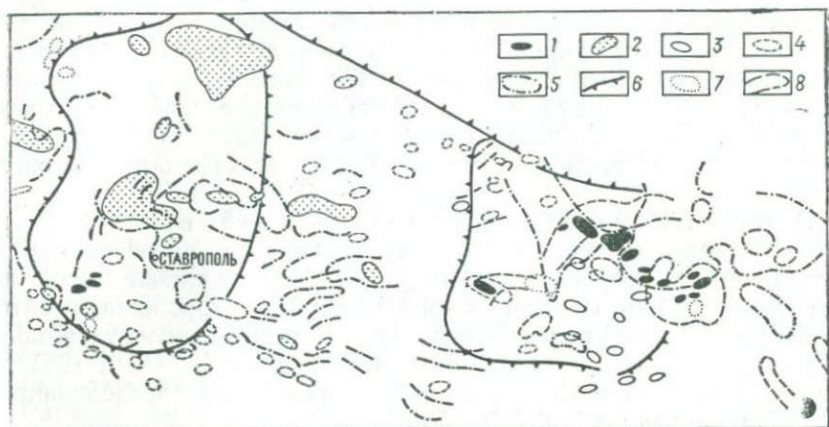


Рис. 35. Схема сопоставления газобioхимических аномалий с результатами разведочных работ в Ставропольском крае (составил Г. А. Могилевский, 1970 г.). Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, площади в разведке: 3 — на нефть, 4 — на газ; 5 — газобioхимические аномалии; 6 — границы тектонических элементов; 7 — разведка не дала результатов; 8 — газобioхимические аномалии, выделенные по наличию пропаноксилирующих бактерий.

Аналитические данные показали, что углеводородная микрофлора закономерно распространена в родниках, залегающих над газовыми залежами в караганских отложениях. Границы аномалийных зон оказались несколько шире контуров Городской, Мамайской и Ташлинской газовых залежей, расположенных на глубине 120—200 м.

Начиная с 1949 г. геобioхимические исследования на Ставропольском своде стали проводиться в более значительных объемах. Работы по грунтовой микробиологической съемке были выполнены М. А. Сахаровой и К. П. Токаревым на Северо-Ставропольской площади газобактериальной экспедицией Союзного Центрального Геофизического треста. Одновременно К. Н. Платоновым было проведено микробиологическое изучение водоисточников, преимущественно родников, питающихся из отложений сарматского яруса. Наибольшее число наблюдений получено вдоль крыльев поднятия,

где по условиям рельефа дренируются верхние водоносные горизонты.

По данным грунтовой съемки зоны развития метан- и пропанокисляющих бактерий сконцентрированы в сводовой части поднятия и вдоль его северного пологого крыла. Наибольший очаг развития пропанокисляющих бактерий выявлен на южном погружении Северо-Ставропольского поднятия (в районе балки Чибрик), где в дальнейшем возникли грифоны за счет распространения блуждающих газов, из аварийной скв. 51.

По данным изучения подземных вод аномальные участки опоясывают структуру с севера и юга, образуя крупное скопление индикаторной микрофлоры. Эта аномалия смыкается на юго-востоке с другой зоной развития углеводородокисляющих бактерий на участке в дальнейшем открытого Пелагиадинского газового месторождения. В течение 1949 г. сотрудники Кавказнефтегеологии осуществили грунтовую съемку в южной части Ставропольской возвышенности на Суркульской, Суркульско-Кумской и Нагутской структурах. В пределах последней в дальнейшем открыто нефтяное месторождение.

Начиная с 1949 г. в Ставрополе экспедицией Геохимбиоразведка СЦГТ были организованы газокаротажные исследования на разведочных и опорных скважинах. Эти работы вначале были поставлены в районе Сенгилеевского газового месторождения, затем на Невинномысской разведочной площади и на Северо-Ставропольской структуре, где все скважины, пробуренные в 1950 и 1951 гг., подверглись газовому каротажу и биокаротажным исследованиям (Б. С. Черкинская и А. Г. Шаров).

Данные эпизодического газокаротажа показали закономерный рост концентраций углеводородных газов от самой верхней толщи пород сарматского возраста до продуктивных горизонтов в отложениях хадума. В законтурных скважинах величина концентрации газов с глубиной оказывалась меньше.

В 1949 г. К. Н. Платоновым была осуществлена значительная по объему водная съемка центральной и южной частей Ставропольского поднятия на площади более 30 тыс. км<sup>2</sup>. Съемка носила рекогносцировочный характер, однако на отдельных участках, в частности на Пелагиадинской структуре, были проведены детальные исследования с опробованием всех родников. Бактериальная аномалия на этой площади, представленная скоплениями бактерий, окисляющих метан и его ближайшие гомологи, вполне удовлетворительно вописалась в контур газоносности месторождения, открытого в 1954 г.

На остальной территории было выявлено около 20 аномалий, причем многие из них совпали с уже установленными структурными поднятиями.

Преобладающим видом индикаторной микрофлоры в подземных водах были бактерии, окисляющие метан и гептан, пропанокисляющие бактерии практически отсутствовали.

Крупная по размерам газовая аномалия оказалась приуроченной к крыльям Северо-Ставропольской структуры (рис. 36). Южнее была выделена группа локальных аномалий, тяготеющих к населенным пунктам Новоселицкое, Александровское и Калининское. В районе Мирненской и Прикумской площадей отмечено наличие бактерий, окисляющих пропан.

В восточной части Ставропольского края и примыкающей к ней северной части Грозненской области водная съемка была проведена в 1948 г. на площади 37 тыс. км<sup>2</sup> (при этом опробовали 373 водопункта). В основном съемкой покрыта территория Прикумской равнины (Терско-Кумский артезианский бассейн).

Опробованные в этом районе артезианские скважины вскрывают водоносные горизонты, заключенные в отложениях апшеронского и древнекаспийского возраста на глубине от 50 до 200 м.

По результатам водно-микробиологической съемки Прикумской равнины выявлены две группы аномалийных зон: первая характеризуется присутствием в подземных водах бактерий, окисляющих метан, и не представляет большого интереса, поскольку в названных отложениях происходят современные процессы метанообразования. Вторая группа аномалий, характеризующаяся присутствием пропаноокисляющих бактерий, связанных с проникновением тяжелых углеводородов из более глубоких слоев, позволяла предполагать, что эти специфические газопроявления в пределах северного и восточного бортов Терско-Кумской впадины связаны с погребенными газонефтяными структурами.

Разведочные работы, проводившиеся через несколько лет после водно-микробиологической съемки, привели к открытию Озек-Суатского нефтяного месторождения, контур которого в районе с. Величаевки соответствует нефтяному месторождению, приуроченному к погребенной структуре. Такие же аномалии получены над Зимне-ставкинским месторождением нефти и Промысловским газовым месторождением.

Результаты работ 1948 г. подтвердились повторными исследованиями, проведенными в 1954, 1955 гг. в пределах Прикумской равнины. Эти работы показали, что аномалии, выявленные в 1948 г. по пропаноокисляющим бактериям в районе Озек-Суатской и Величаевской площадей, не являются случайностью, как и аномалии над Зимне-ставкинской структурой. При детальном исследовании в 1954 г. была получена аномалия на Ачикулакском месторождении.

В 1954, 1955 гг. силами промыслово-геохимической экспедиции НИИГР были проведены более детальные газобиохимические исследования в районе Затеречной равнины. В процессе работ выполнялись микробиологические, газовые, люминесцентные, гидрохимические и газокаротажные исследования (М. М. Гутман, Ю. Н. Лисицына и др.).

Бактериальной съемкой по водоисточникам было обследовано 305 водопунктов, расположенных на площади 5500 км<sup>2</sup>.

Грунтовая микробиологическая съемка проводилась на Озек-

Суатской, Зимнеставкинской, Прасковейской и Ачикулакской площадях.

По данным микробиологических анализов на площади, покрытой

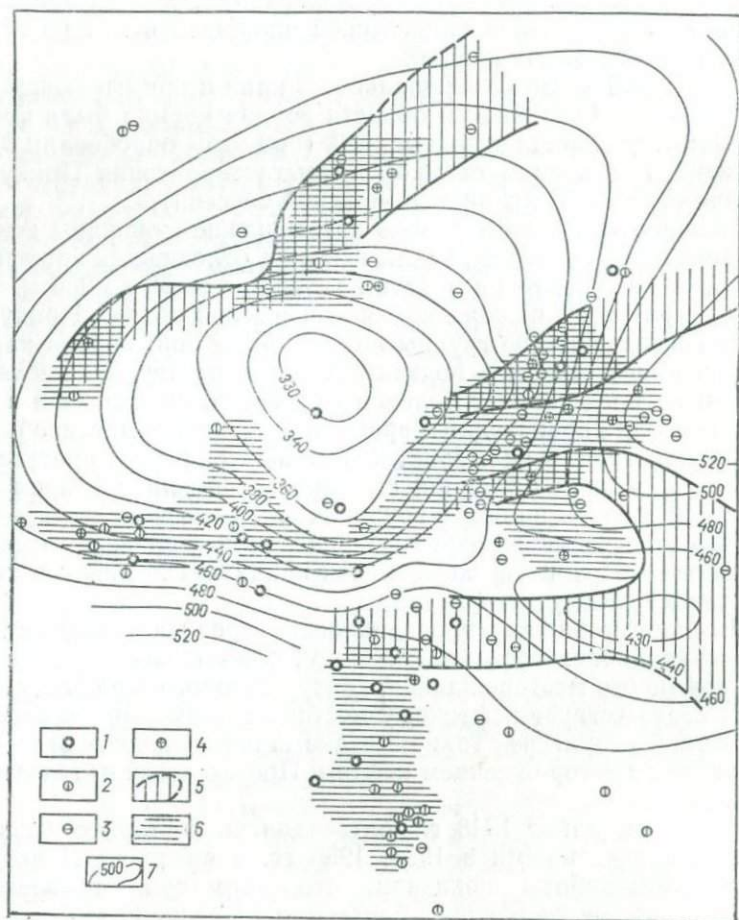


Рис. 36. Результаты водно-газобихимических исследований на Северо-Ставропольском месторождении. Составил Г. А. Могилевский, 1970 г.

1 — скважины; водопункты, опробованные: 3 — в 1960 г., в 1949 г., 4 — в 1949 г. и повторно в 1960 г.; зоны распространения в подземных водах: 5 — углеводородной микрофлоры (выделены по данным 1949 г.), 6 — углеводородных газов (выделены по данным 1960 г.); 7 — изолинии кровли хадумского продуктивного горизонта.

водной съемкой, выделен ряд довольно больших по размерам зон и несколько небольших участков, в артезианских водах которых установлено наличие пропанокисляющих бактерий. Рассматривая эти участки, можно отметить, что многие из них оказались приуроченными к отдельным структурам и располагались в пределах их сводов или крыльевых частей.

Наиболее обширные зоны наличия в водах пропаноксилирующих бактерий выявлены в районах поселков Красный Камышанник и Нарын-Худук, с. Промыслового, совхоза Бакрес, Озек-Суатской, Величаевской и Ачикулакской структур.

Наличие пропаноксилирующих бактерий в артезианских водах установлено над крыльевыми и присводовыми частями известных газонефтяных месторождений и структур (Озек-Суатской, Промысловой, Прасковейской, Зимнеставкинской и Величаевской) и над сводом Ачикулакского нефтяного месторождения (рис. 37). Газобактериальные аномалии, выявленные на Краснокамышанской и Нарын-Худукской площадях, оказались приуроченными к одноименным месторождениям, открытым в начале 60-х годов.

Было отмечено, что зоны наличия тяжелых углеводородов и пропаноксилирующих бактерий в артезианских водах не всегда совпадают между собой, что, по-видимому, связано с влиянием бактериальных процессов при хранении проб до анализа.

На протяжении последующих двух лет проводились сравнительно крупные работы по изучению путей распространения и выявлению мест скопления блуждающих газов на территории Северо-Ставропольского месторождения, где в 1959 г. произошла утечка больших количеств углеводородных газов из аварийной скв. 51. Были обследованы участки активных газопроявлений и проведены газодобитные измерения на образовавшихся грифонах. На последнем этапе применялась газометрическая съемка скважин, позволившая обнаружить основной очаг скопления блуждающих газов. При обследовании мест распространения блуждающих газов в районе балки Донской была проведена детальная съемка на Мирненском газовом месторождении.

Систематические наблюдения за углеводородной микрофлорой в подземных водах загазованных участков подтвердили существование тесной связи между концентрацией углеводородных газов и развитием бактерий, их окисляющих.

В 1962 г. детальная газобиохимическая съемка была поставлена на площади Журавского газонефтяного месторождения и Спицевской синклинали.

С опытно-методической целью силами лаборатории ВНИИЯГГ в 1963, 1964 гг. был проведен широкий комплекс исследований (газобиохимическая съемка по водам и грунтовая съемка по скважинам шнекового бурения) на Ики-Бурульском и Кучерлинском газовых и Прасковейском газонефтяном месторождениях и на Александровской разведочной площади.

В результате установлена количественная зависимость газобактериальных показателей от степени продуктивности обследованных площадей. Наиболее высокие газовые и бактериальные показатели оказались приуроченными к Прасковейскому газонефтяному месторождению, наименьшие — к Александровской площади, не содержащей промышленных скоплений углеводородов.

В 1969, 1970 гг. институтом Геологии Академии наук Дагестан-

ской АССР газобиохимическая съемка была проведена на территории Терско-Сулакской депрессии (Курбанов, 1971). Эти работы были продолжены в 1972—1973 гг. В. А. Тукманкиной (ВНИИЯГГ).

Группа аномалий с высокими газобиохимическими показателями была выявлена к югу от месторождения Русский Хутор. В 1972 г. в пределах аномалийной зоны на Юбилейной площади открыто га-

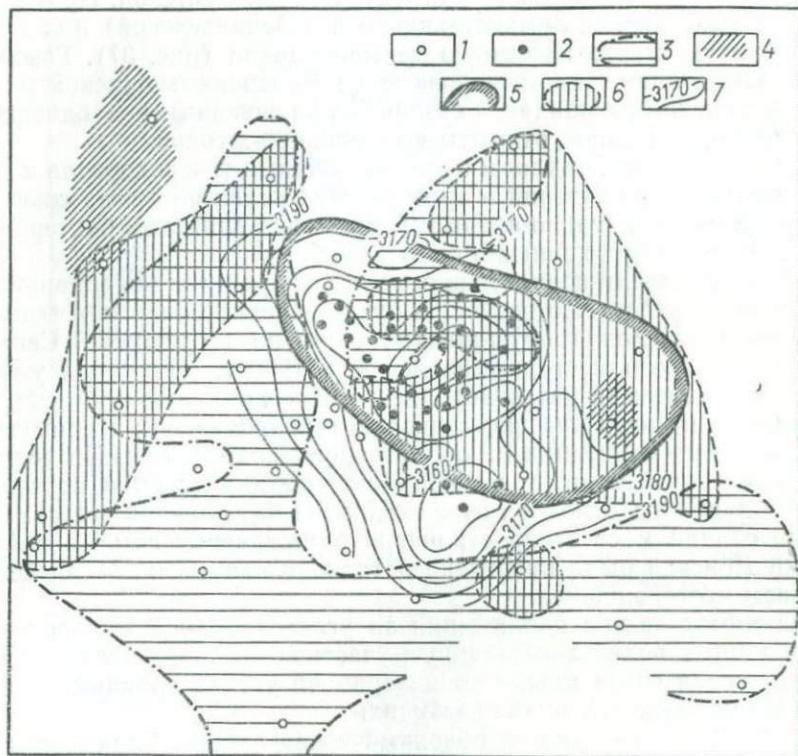


Рис. 37. Результаты газобактериальной съемки по водоисточникам на площади Озек-Суатского нефтяного месторождения. Составил Г. А. Могилевский, 1970 г. Скважины: 1 — роторные; 2 — давшие нефть; 3 — зоны наличия пропаноксилирующих бактерий при интенсивности развития свыше 40 усл. ед.; 4 — участки наличия пропаноксилирующих бактерий при интенсивности развития менее 40 усл. ед.; 5 — контур газоности; 6 — зоны содержания тяжелых углеводородов более 0,01 см<sup>3</sup>/л; 7 — изогонсы по пласту IX нижнего мела.

зоконденсатное месторождение, что следует рассматривать как один из случаев апробации буровыми работами данных газобиохимической съемки.

Начиная с 1969 г. опытно-производственные работы по гидрогазобиохимической съемке в Ставропольском крае возобновились.

Обследование водоисточников было проведено на территории Чернолесской впадины и в пределах Прикумско-Тюленевского вала (Гудзенко, Могилевский, Токарева, Токарев, 1970).

Большинство месторождений, ранее установленных на указанных площадях, отобразилось в газовых и бактериальных аномалиях (Северо-Нагутская, Курская, Нефтекумская, Очикулакская, Лесная, Мектебская и др.). Кроме того, выявились новые перспективные площади, рекомендованные для постановки дальнейших геологоразведочных работ (Безымянная, Каясулинская, Эдисийско-Пиевская и др.).

Рассматривая результаты водной микробиологической и газовой съемок для различных площадей Предкавказья, можно отметить тесную зависимость эффективности этого вида работ от гидрогеологических условий. Наилучшие показатели газовой и микробиологической съемок были получены в Прикумской равнине, где объектами изучения служили более глубоко залегающие воды апшеронских и древнекаспийских отложений, дренируемых артезианскими скважинами.

Для центральной части Ставропольского поднятия гидрогазобиохимическая съемка является достаточно эффективной, поскольку здесь объектом изучения служат в основном родниковые воды сарматских отложений. Эта часть Ставрополя характеризуется преобладанием в подземных водах метана и метанооксиляющих бактерий.

Локальные аномалии получены главным образом над крупными залежами. Однако следует отметить, что полного соответствия между выявленными аномалиями и контурами открытых месторождений во многих случаях не наблюдается.

Менее благоприятной для проведения газобиохимических исследований является Азово-Кубанская депрессия, так как объектом исследования здесь являются преимущественно грунтовые воды.

В итоге газомикробиологических исследований (1944—1955 гг.) в Северном Предкавказье был выявлен ряд газобиохимических аномалий, рекомендованных для проведения на них поисково-разведочных работ. Прогнозы, сделанные по данным газобиохимических исследований, подтвердились открытием следующих месторождений: Михайловского, Сенгилеевского, Северо-Ставропольского и Пелагиадинского газовых и Озек-Суатского, Ачикулакского и Величаевского нефтяных, а позднее — месторождений нефти Зимне-ставкинского и Русский хутор. Всем перечисленным газовым и нефтяным месторождениям соответствуют зоны распространения углеводородных газов и микроорганизмов, окисляющих эти газы в подземных водах, а для первых пяти — и в почвенных отложениях.

Иногда газобиохимические аномалии носят локальный характер и хорошо совпадают с контурами месторождений (Пелагиадинское, Сенгилеевское, Озек-Суатское и др.), чаще аномалии смещены к краевым частям поднятий (Северо-Ставропольское, Северо-Нагутское, Журавское).

Таким образом, газобиохимические исследования на территории Предкавказья оказались достаточно эффективными. Преобладаю-

щая часть газовых и нефтяных месторождений, открытых на рекомендованных площадях, расположена в пределах выявленных аномалий. Среди месторождений, обнаруженных за пределами аномалий, больше половины приходится на необследованные участки, непосредственно прилегающие к аномалийным зонам. Это делает целесообразным дальнейшее применение метода на слабоизученных площадях, в частности, в юго-западной части Терско-Кумской впадины, в районе Восточно-Кубанского прогиба и в междуречье Калауса и Кумы.

Особое внимание следует уделять изучению растворенных газов и микрофлоры в подземных водах верхней осадочной толщи, вскрываемых артезианскими скважинами. Это позволит более уверенно проводить разведку новых залежей нефти и газа.

Газобиохимические и геофизические исследования следует проводить одновременно на одних и тех же площадях, чтобы разработать методику совместной интерпретации результатов комплексных работ.

Грунтовые съемки, выполняемые до середины 50-х годов по скважинам и шурфам глубиной до 3 м, в ряде случаев дали положительные результаты. Таковыми оказались микробиологические и газовые съемки на Северо-Ставропольском, Сенгилеевском и Северо-Нагутском месторождениях. Не подтвердились бурением аномальные участки на двух площадях: Надзорненской и Суркульско-Кумской.

Более эффективными оказались газобактериальные съемки с послыйным опробованием скважин шнекового бурения до глубины 25—30 м (Прасковейская площадь, Кучерлинская, Арзгирско-Мирнинский район).

Статистические данные обработки результатов съемок в целом позволяют утверждать, что районы Предкавказья по характеру содержащихся в недрах нефтяных и газовых скоплений и геолого-геохимическим особенностям разреза, а также ландшафтным условиям представляют собой достаточно благоприятный объект для применения прямых геохимических методов поисков нефти и газа, эффективность которых здесь достигает 62—70%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрен обширный материал по всем геохимическим методам поисков нефти и газа в основных нефтегазоносных районах европейской части СССР с начала 30-х годов до 1973 г. включительно.

Цель работы показать основные этапы развития прямых геохимических поисков газонефтяных залежей за истекшие 40 лет с тем, чтобы выяснить основные причины трудностей, связанных с внедрением геохимических методов в практику нефтепоисковых работ. В общей форме причины возникновения трудностей, как это показано в работе, можно объяснить опережением теоретических предпосылок геохимических поисков по отношению к технике и методике полевых, и особенно аналитических исследований, а также недооценки масштабов вертикальной миграции углеводородов и комплексности в проведении прямых поисков.

Обзор геохимических работ, проведенный на территории Русской платформы за последние 10 лет, показывает, что здесь наиболее широко развиты газобактериальные съемки по водоисточникам и газометрические исследования скважин по керну и глинистому раствору. К настоящему времени общий размер обследованных территорий с применением газобиохимической съемки по водам только в европейской части Союза превышает 700 тыс. км<sup>2</sup>, а газометрической съемкой обследовано свыше 100 площадей. В небольшом объеме проводятся газовые, бактериальные и другие исследования по неглубоким скважинам.

В большинстве нефтегазоносных районов в качестве рекогносцировочного вида исследований рекомендуются газобактериальные съемки по водоисточникам и приповерхностным отложениям и детальные геохимические поиски — газометрические исследования в скважинах по горизонталю, залегающим ниже зоны свободного водо- и газообмена на отдельных площадях или в пределах газобактериальных аномалий.

Анализ эффективности различных видов геохимических изысканий на нефть и газ показывает, что выбор оптимальных глубин проведения газобактериальных съемок по грунтам и водам и газометрических исследований по скважинам различного назначения (структурно-поисковым, параметрическим, сейсмическим и другим)

определяется многими условиями: 1) общей стоимостью работ, 2) размерами обследуемой площади и детальностью проводимых наблюдений и 3) степенью влияния природных факторов, искажающих показатели геохимических съемок на различных уровнях глубины.

В этом отношении только с учетом конкретной геолого-геохимической обстановки могут быть рекомендованы рациональный комплекс геохимических методов и последовательность их применения. Наряду с этим оптимальное соотношение глубины отбора проб, количество образцов, отбираемых по разрезу, и число опробованных скважин определяются характером поставленных задач. Глубина обследуемого разреза может быть тем меньше, чем больше используется информативных показателей.

Не во всех районах может быть проведено деление геохимических поисков на рекогносцировочные, при которых исследуются подземные воды и подпочвенные отложения, и детальные, когда проводится газометрическая съемка скважин по опорным горизонтам или по всему вскрытому разрезу отложений.

В Терско-Кумской депрессии количество артезианских скважин, вскрывающих водоносные горизонты в отложениях акчагыла и апшерона на глубинах от 200 до 500 м, значительно, поэтому газобioхимическая съемка может характеризоваться здесь как полудетальная и детальная. В то же время газометрическая съемка отдельных скважин, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, может рассматриваться как рекогносцировочный вид исследования.

Детальные (оценочные) геохимические поиски проводятся путем газометрии скважин различного назначения. Они ведутся на известных структурах или на участках, выделенных региональными геохимическими исследованиями с целью более обоснованного прогнозирования наличия (или отсутствия) газонефтяных залежей на глубине. Основным показателем наличия нефтегазовых залежей на глубине является возрастание содержания углеводородных газов в породах по мере приближения к залежам и увеличения над ними средних значений концентраций тяжелых углеводородов и метана (в 3 раза и более) по сравнению с фоновыми, которые наблюдаются вне пределов газонефтяных месторождений.

Распределение газа и органического вещества на различных уровнях разреза обуславливается глубиной залегания залежи и литологией пород, их перекрывающих, наличием структурных форм, положением разломов, наличием угольных пластов и горизонтов, обогащенных органическим веществом, временем формирования структур и залежей, тектонической активностью района, гидрохимическими особенностями и динамическим режимом подземных вод и др.

Одним из способов разбраковки выявленных аномалий является сопоставление величин контрастности по отдельным показателям и их совокупности с данными съемок на эталонных площа-

дах, т. е. заведомо продуктивных и не содержащих промышленных залежей нефти и газа.

Переход геологической интерпретации геохимических данных от простого изучения величин концентрации углеводородов и других показателей к изучению геолого-геохимических процессов образования аномалий на разных уровнях разреза является весьма существенным достижением в ныне развиваемой методике комплексной интерпретации результатов геохимических исследований.

Большинство достаточно полно изученных и правильно геологически интерпретированных геохимических аномалий соответствуют газонефтяным залежам. Скважины, пробуренные за пределами аномалий, как правило, подтверждают отсутствие на данной площади промышленных скоплений углеводородов. Поэтому прямые геохимические поиски после длительного периода их разработки и опытно-промышленного применения в самые ближайшие годы должны занять одно из ведущих мест в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

На территориях, где поисково-разведочные работы на нефть и газ только начинают развертываться, в первую очередь необходимо проводить исследования регионального характера, основанные на изучении водоисточников и параметрических скважин. Последующую детализацию выявленных аномалий следует проводить с помощью широкого применения детальных геохимических поисков в скважинах и комплексного опробования водоносных горизонтов. Такой порядок проведения геохимических поисков, по-видимому, будет эффективным в Восточной Сибири, в отдельных районах Средней Азии и в европейской части СССР.

В старых нефтедобывающих районах комплекс геохимических методов может быть с успехом использован для оценки перспектив нефтегазонасности отдельных поднятий, выявленных по геофизическим исследованиям или по данным структурного бурения. Это сократит количество непродуктивных скважин и повысит эффективность дорогостоящих геофизических работ. В частности, высокая эффективность газобиохимической съемки по водоисточникам в Предкавказье показывает, что этот вид рекогносцировочных геохимических исследований может с успехом применяться для разработки структур, выявленных геофизическими методами. Условия, определяющие эффективность геофизических и геохимических методов разведки, основаны на различных природных и геологических факторах. Поэтому комплексное применение этих методов, как правило, будет более эффективным по сравнению с каждым из них, взятым в отдельности.

Задачей, стоящей перед геохимическими методами в старых нефтедобывающих районах, являются также поиски залежей нефти и газа в зонах выклинивания литолого-стратиграфических комплексов и вблизи крупных разрывных нарушений. Высокая перспективность применения всех разновидностей геохимических методов при поисковых залежах неструктурного типа не вызывает сомне-

ния. Однако конкретное решение этой задачи потребует постановки специальных исследований в районах с различным геологическим строением.

Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений опробованы на значительной территории нашей страны в различных геологических условиях. Эти методы показали, что надежность геохимических прогнозов на отдельных площадях зависит от размаха проведения геохимических работ, правильно выбранной глубины исследования, а также от того, насколько продуманно была проведена геологическая интерпретация их результатов.

Дальнейшее совершенствование геохимических нефтепоисковых исследований одного из основных средств научно-технического прогресса в области поисков газонефтяных залежей является важной народнохозяйственной задачей. Техническое перевооружение геохимических поисков (создание полевых станций различного назначения, позволяющих автоматически определять газонасыщенность входящего и выходящего глинистого раствора с быстротечной выдачей информации для расчетов на ЭВМ) и тесное комплексирование геохимических и геофизических работ — таковы основные условия, которые необходимо реализовать в ближайшее время для успешного развития прямых геохимических поисков нефти и газа.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Алексеев Ф. А., Готтих Р. П., Воробьева В. А. Закономерности в распределении радиоактивных элементов и естественного  $\gamma$ -поля нефтегазоносных областей.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1968, вып. 2, с. 3—122.

Волькович Р. Е., Швай Л. П. Результаты гидрохимических исследований на площади Ичня-Сребное в Днепровско-Донецкой впадине.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерн. геофиз. и геохим.», 1971, вып. 10, с. 110—114.

Газовая съемка, газовый каротаж и анализ газа. М., Гостоптехиздат, 1954, 226 с. Авт.: Г. Г. Григорьев, М. И. Суббота, Н. М. Туркельтауб, Б. П. Яснев.

Гальченко В. А. Опытная водногазовая съемка в Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1970, вып. 6, с. 298—304.

Гальченко В. А. Распределение углеводородных газов в кайнозойских отложениях и их значение для поисков нефтегазовых залежей в северо-западной части ДДВ.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 106—117.

Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений (Труды совещания по геохимическим методам). М., Изд-во АН СССР, 1959, 453 с.

Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1954, 250 с. Авт.: А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. И. Суббота, Г. А. Могилевский.

Гидрогеохимические показатели оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур. М., «Недра», 1974, 92 с. Авт.: Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. К. Сошников, Г. А. Юрин.

Гусев А. Н., Кренделев Е. Т., Степанов В. Т. Результаты опытно-методических работ по микрогазомерии скважин на Кудиновском поднятии в Волгоградской области.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1971, вып. 10, с. 144—152.

Давыдов Г. М. О некоторых вопросах методики полевых работ и оценка результатов газометрии структурных и картировочных скважин.— «Труды Нижне-Волжск. науч.-исслед. ин-та геол. и геофиз.», 1970, вып. 8, с. 194—200.

Демидов В. А. Опробование прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений в центральных районах Русской платформы.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1971, вып. 12, с. 92—95.

Зайдельсон М. И., Вайнбаум С. Я., Копрова Н. А. Об эффективности прямых геохимических методов поисков нефти и газа в Куйбышевском Поволжье.— «Нефтегазов. геол. и геофиз.», 1967, № 3, с. 51—56.

Золотарев И. Ф. Результаты газобиохимической съемки на Великомо-

стовском газовом месторождении. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1970, вып. 8, с. 276—281.

Золотарев И. Ф. О применении микробиологических исследований при геологопоисковых работах на нефть и газ в северо-западной части Вольноподольи.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 181—186.

Зорькин Л. М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., «Недра», 1973, 224 с.

Иванов И. В., Столяров А. В. Газовый углеводородный ореол рассеивания над глубокозалегающим газонефтеносным погребенным поднятием (по данным грунтовой газобактериальной съемки).— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1971, вып. 10, с. 156—167.

Камышников А. В., Коц В. Г., Чернов В. П. Новые данные о глубинном геологическом строении и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы и западного склона Тиманской гряды. — «Геол. нефти и газа», 1972, № 7, с. 10—14.

Каретников Л. Г., Валуконис Г. Ю., Волкова М. А. Результаты комплексных газобиохимических исследований в Покутских Карпатах.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 167—169.

Коробов Д. С. Газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту с целью поисков месторождений нефти и газа.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1969, вып. 14, 184 с.

Кривицкий И. П., Селецкий Т. М., Качковский И. В. Микробиологическое исследование подземных вод в районе Михайловка — Новогиреевка ДДВ.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 157—161.

Крылов А. П., Огородникова В. П., Брякин В. П. Результаты геохимических исследований на Рождественской площади Московской синеклизы.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1973, вып. 16, с. 136—145.

Могилевский Г. А. О возможности биохимического превращения углеводородов в зоне выветривания.— В кн.: Газовая съемка. М., Гостоптехиздат, 1939, с. 66—78.

Могилевский Г. А. Изучение природы газобактериальных анэмалий по данным бурения и газового каротажа. Материалы XX Международного геологического конгресса. Труды советских геологов. М., Гостоптехиздат, 1959, т. 1, с. 154—162.

Могилевский Г. А. Применение газового каротажа в поисковых целях.— «Сов. геол.», 1960а, № 6, с. 119—128.

Могилевский Г. А. Газометрия поисково-структурных скважин. Опыт применения газового каротажа и газометрии скважин в некоторых газонефтеносных и разведочных районах. М., ГОСИНТИ, 1960б, 88 с.

Могилевский Г. А. Основные вопросы микробиологического метода поисков нефти и газа.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1968, вып. 4, с. 157—190.

Могилевский Г. А., Оборин А. А. О результатах газобиохимической съемки в районе Мазунинского и Ашанского поднятий Пермской области.— «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1967, вып. XV, 10 с.

Могилевский Г. А. Славнина Г. П., Богданова В. М. Микробиологические методы. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.» 1970, вып. 8 с. 211—245.

Оборин Л. А., Смолина А. В., Катаева Т. А. О возможности применения геобиохимических методов поисков месторождений в Пермском Приуралье. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 178—180.

Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. М., ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим., 1967, 526 с.

Распределение рассеянных углеводородных газов в мезозойских и кайнозойских отложениях ДДВ. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1971, вып. 10, с. 65—68. Авт.: Г. А. Гладышева, И. Г. Кенниг, Л. С. Кобдратов, М. Г. Петренко, В. А. Строганов.

Соколов В. А. Прямые геохимические методы поисков нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1947, с. 47—59.

Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948, с. 26—105.

Соколов В. А., Григорьев Г. Г. Методика и результаты газовых, геохимических и нефтегазопромысловых работ. М., Гостоптехиздат, 1962, 402 с.

Состояние и перспективы развития геохимических методов и поисков нефти и газа. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1971, вып. 10, с. 3—16. Авт.: П. Л. Антонов, О. В. Барташевич, Л. М. Зорькин и др.

Старовойтов В. М., Барташевич О. В., Камышников А. В. Геохимические нефтегазопромысловые работы в Мезенской впадине. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1973, вып. 16, с. 109—126.

Столярова А. В. Результаты водной газобактериальной съемки на Кудиновской площади Волгоградской области. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1970, вып. 8, с. 282—284.

Телегина З. П. Углеводородокисляющие бактерии газовых месторождений Азово-Кубани. — В кн.: Геохимические и геомикробиологические методы поисков нефти и газа. М., Изд. Центр. науч.-исслед. ин-та техн. эконом. исслед. нефти и газа, 1963, с. 62—82.

Терещенко В. А. Распределение растворенных в воде углеводородных газов и закономерности размещения газовых и нефтяных залежей в Днепровско-Донецко-Припятском прогибе. — В кн.: Развитие газовой промышленности Украинской ССР, 1969, с. 159—167.

Трипонис А. И. Результаты применения газобиохимических методов поисков нефтяных месторождений в Польско-Литовской синеклизе. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1972, вып. 12, с. 169—175.

Цимберг Д. И., Столярова А. В. Опыт применения микробиологической съемки в общем комплексе геохимических методов разведки на нефть и газ в условиях Волгоградской области (на примере Клиновско-Новокубанской площади). — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофиз. и геохим.», 1970, вып. 8, с. 255—260.

Ясенев Б. П. Прямые геохимические методы поисков нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1962, 59 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Глава I. История развития геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений в европейской части СССР . . . . .	5
Глава II. Геохимические нефтегазопромысловые исследования в Рязано-Саратовском прогибе и на южном склоне Жигулевско-Пугачевского свода и их эффективность . . . . .	12
Глава III. Геохимические поиски нефтяных и газовых залежей на восточном склоне Воронежского свода и основные результаты . . . . .	26
Глава IV. Результаты геохимических исследований в Прикаспийской впадине	35
Глава V. Геохимические исследования на территории Волго-Уральской антеклизы и их основные результаты . . . . .	45
Глава VI. Геохимические поиски в пределах Пермского и Башкирского сводов и сопряженных с ними Верхнекамской и Камско-Кинельской впадинах	64
Глава VII. Геохимические исследования, проведенные в Печорской впадине, и их эффективность . . . . .	69
Глава VIII. Основные результаты геохимических исследований в Мезенской впадине . . . . .	83
Глава IX. Геохимические исследования в Московской синеклизе и их результаты . . . . .	89
Глава X. Газобиохимические исследования в Балтийской синеклизе . . . . .	96
Глава XI. Результаты геохимических поисков в Припятском прогибе . . . . .	100
Глава XII. Итоги геохимических работ в Днепровско-Донецкой впадине . . . . .	112
Глава XIII. Результаты геохимических исследований на Вольно-Подольском окончании Русской платформы и в прилегающих районах Восточных Карпат . . . . .	127
Глава XIV. Результаты геохимических исследований на территории Предкавказья . . . . .	136
Заключение . . . . .	149
Список литературы . . . . .	153

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

Редактор издательства Г. П. Ванторина  
Техн. редактор В. Л. Прозоровская  
Обложка художника В. Длугий  
Корректор Л. И. Округло

Сдано в набор 20/I 1975 г. Подписано в печать 29/VIII-1975 г. Т-15047. Формат 60×90 1/16.  
Бумага тип. 1. Печ. л. 9,75. Уч.-изд. л. 10,6 Тираж 1000 экз. Заказ 3310/11876.7. Цена 1 р. 0,6 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
Объединение «Полиграфист». Саратов, пр. Кирова, 27.

1 р. 06 к.

1481

НЕДРА