



Тематические

научно-технические

обзоры

dx
МЕТОДИКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ
ГЕОХИМИЧЕСКИХ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В СТРУКТУРНЫХ СКВАЖИНАХ
ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ ГОРИЗОНТАМ

МОСКВА 1974

40547

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

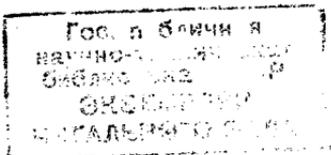
МЕТОДИКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СТРУКТУРНЫХ
СКВАЖИНАХ ПО СПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ
ГОРИЗОНТАМ

С Е Р И Я
НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Москва ВНИИОЭНГ 1974

УДК 553.98:550.822.6:550.84

Д4
42915



42-40547

В обзоре освещены материалы о применении геохимических нефтегазописковых исследований в структурных скважинах по опорным газометрическим горизонтам.

Дана качественная и количественная оценка газовых аномалий, выявляемых в опорных горизонтах; и приводятся методические приемы выделения зон, перспективных для поисков нефти и газа, по комплексу геолого-геохимических параметров.

Излагаются результаты промышленного опробования метода в различных геологических условиях.

Обзор представляет большой интерес для широкого круга геологов-нефтяников, занимающихся поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений, а также для преподавателей нефтяных вузов и техникумов.

Автор В.А.Строганов

В В Е Д Е Н И Е

Для дальнейшего интенсивного роста добычи нефти и газа в Советском Союзе, намечаемого перспективными планами, необходимо значительное повышение эффективности поисково-разведочных работ. Эффективность этих работ, а следовательно, и темпы прироста запасов нефти и газа промышленных категорий в значительной мере определяются правильной и обоснованной ориентацией глубокого поискового бурения. В освоенных нефтегазодобывающих районах страны важной является проблема подготовки поисковых площадей и выбора из их числа наиболее перспективных. Значительную помощь в решении этих задач оказывают геохимические и геофизические нефтегазописковые методы, получающие все большее развитие у нас в стране и за рубежом.

Целью данной работы является ознакомление геологов-нефтяников с методикой и некоторыми результатами применения поисков по опорным газометрическим горизонтам (одной из модификаций нефтегазописковой геохимии). В обзоре обобщены материалы исследований, проводимых ВНИИЯГГ и рядом территориальных геологоразведочных организаций.

Теоретические основы геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений были разработаны и впервые применены на практике в СССР В.А.Соколовым.

Эти методы основаны на определении содержания углеводородных газов и битумоидов в коренных породах, подпочвенных отложениях, почвах и грунтовых водах, в комплексе с изучением микрофлоры, утилизирующей углеводороды.

В Советском Союзе планомерно ведутся исследования по совершенствованию методики геохимических нефтегазописковых работ по опор-

ным газометрическим горизонтам. Во ВНИИЯГТе в значительном объеме выполнены методические исследования на известных месторождениях нефти и газа и на заведомо непродуктивных площадях (Украина, Белоруссия, Западный Казахстан, Туркмения, Западный Узбекистан, Таджикистан, некоторые районы РСФСР). Количественное и качественное распределение рассеянных углеводородных газов в верхних горизонтах разреза изучено по данным анализов керна и глинистого раствора в многочисленных структурных скважинах глубиной 300-600 м. Исследован также ряд глубоких поисковых скважин, вскрывших продуктивные пласты.

На основании методических исследований разработаны поисковые геохимические показатели, в которых учитываются геологические особенности изученных районов. Промышленное опробование поисковых рекомендаций на площадях, охарактеризованных контрастными газовыми аномалиями в опорных горизонтах, показало высокую эффективность метода (были открыты газовые месторождения Кондрашевское и Артюховское на Украине, Кансу на Мангышлаке и Чукуркуль в Западном Узбекистане). Последующими поисковыми работами была подтверждена отрицательная оценка перспектив площадей Маната (Мангышлак) и Восточный Ербент (Центральная Туркмения).

В последние годы во ВНИИЯГТе проводятся исследования, направленные на разработку методики геохимических поисков зональных (литолого-стратиграфических) скоплений нефти и газа применительно к условиям Мангышлака и Западного Узбекистана. Получены первые положительные результаты.

По мере развития и выяснения задач и возможностей нефтегазопроисводческой геохимии в различных геологических условиях было определено и ее место в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ. Как правило, геохимические методы применяются на территориях, достаточно хорошо изученных по данным региональной и детальной геофизики, а в ряде случаев также структурным и глубоким бурением. В таких районах имеется фонд антиклинальных структур, подготовленных с различной степенью достоверности, которая принимается во внимание разведочными организациями при выборе поисковых площадей для постановки глубокого бурения. Естественно, что по мере разбуривания подготовленных структур эффективность глубокого бурения постепенно снижается, что ведет к существенному увеличению непроизводительных затрат. Применение поисковой геохимии для разбра-

ковки выявленных геофизическими методами антиклинальных структур по степени их перспективности, в том числе не вполне достоверных структур, позволит более обоснованно выбирать и определять очередность ввода площадей в глубокое бурение.

Не менее важной задачей является ревизия фонда структур, выведенных из разведки на основании данных бурения 1-2 глубоких поисковых скважин. В силу различных причин (смещение свода поднятия, погребенные антиклинали, недоброкачественное опробование горизонтов и т.д.) прекращение разведочных работ на некоторых поисковых площадях может оказаться преждевременным. Сравнительно небольшой объем геохимических работ позволит определить из числа этих площадей такие, которые являются наиболее перспективными для продолжения разведки.

В отдельных случаях, когда встречаются объективные трудности в обнаружении ловушек геофизическими методами (поиски литолого-стратиграфических залежей, помехи при сейсморазведочных работах, обусловленные стратиграфическими причинами и т.д.), геохимические нефтегазописковые работы приобретают самостоятельное значение, т.е. становятся ведущими при подготовке площадей под глубокое бурение. На таких территориях особенно важна постановка комплексных геохимических исследований, проводимых в два этапа. На первом, рекогносцировочном, этапе проводится гидрогазобиохимическая и газовая съемка по водоисточникам и неглубоким (20-100 м) скважинам, на основании которых выявляются перспективные участки и районы для постановки детальных поисковых работ. На втором этапе проводятся детальные геохимические поиски по опорным газометрическим горизонтам, основная задача которых состоит в оценке перспективности отдельных поисковых площадей и выборе первоочередных объектов под глубокое поисковое бурение.

Проведение рекогносцировочных газосъемочных работ не является обязательным на тех площадях, где по геофизическим данным предполагается наличие антиклинальных структур. В этих случаях более эффективными будут детальные геохимические поиски с небольшим объемом структурного бурения. Применение прямых геофизических методов поисков нефтяных и газовых месторождений в комплексе с нефтегазописковыми геохимическими исследованиями может привести к лучшим результатам. Они должны проводиться главным образом одновременно с рекогносцировочными геохимическими работами, что повысит достоверность поисковых рекомендаций.

При современном уровне развития геохимических нефтегазописковых методов (в том числе и поисков по опорным газометрическим горизонтам) нельзя прогнозировать тип углеводородного флюида в залежи или глубину залегания нефтегазового скопления на какой-либо перспективной площади. Однако это не снижает роли геохимических поисков в комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ, поскольку подготовка и обоснованный выбор наиболее перспективных площадей под глубокое бурение составляет важнейшую задачу этого комплекса, от решения которой зависит эффективность разведки.

РАЗДЕЛ I

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ ГОРИЗОНТАМ

Методы нефтегазописковой геохимии основаны на изучении ореолов рассеянных углеводородных газов в толщах осадочных пород, перекрывающих нефтегазовые скопления. Вопрос об условиях формирования непрерывного газового ореола над залежами, образующегося в результате восходящего диффузионного потока, подробно рассматривался рядом советских ученых (В.А.Соколовым, Ю.М.Юровским, Г.Г.Григорьевым, П.Л.Антоновым). Было показано (П.Л.Антонов и др., 1971), что при мощности перекрывающих отложений около 2000 м и коэффициенте диффузии, равном 10^{-6} см²/сек, время установления практически стационарного потока газов в приповерхностных слоях достигает 1 млрд. лет, что существенно превышает возраст нефтегазосодержащих пород. П.Л.Антоновым было предложено использовать в практике газосъемочных работ так называемые фронтальные концентрации газа, обусловленные нестационарным диффузионным газовым потоком, т.е. такие концентрации, которые определяются с помощью современных высокочувствительных приборов. Исследования глубоких скважин, вскрывающих залежи нефти и газа, показали, что непрерывные ореолы рассеянных углеводородных газов с весьма высокими концентрациями в породах действительно существуют и могут быть прослежены в непосредственно перекрывающих залежь отложениях на высоте 150-1000 м. Подобные эффекты в распределении углеводородных газов были зафиксированы на месторождениях Гнединцы, Северо-Голубовское и Ново-Николаевское

в Днепровско-Донецкой впадине (В.А.Строганов, В.А.Гальченко и др., 1973), Кум-Даг в западной Туркмении, Саблинское в Башкирии, Ики-Бурул, Кучерля, Прасковья, Александровское в Предкавказье.

Нефтегазовое месторождение Гнединцы расположено в центральной части Днепровско-Донецкой впадины. Нефтяные залежи установлены в отложениях верхнего карбона и нижней перми на глубине 1750 м, а газовая - в визейских отложениях на глубине 3200 м. Этаж нефтеносности составляет примерно 70 м, этаж газоносности - 100 м. Относительно непроницаемой покровной для нефтяной залежи служат глины пересажской толщи верхней перми. Залегающие выше породы палеозойского и мезозойского возраста характеризуются широким диапазоном пористости (до 40%) и проницаемости (сотни миллидарси). Слабопроницаемые породы имеют весьма подчиненное значение, исключение составляют региональные водоупоры - глинистая толща окфордского яруса и глинисто-мергелистая толща киевского яруса. Изучение газонасыщенности показало, что непосредственно над продуктивными отложениями прослеживается зона интенсивного газонасыщения, которая охватывает интервал около 150 метров, включающий глины пересажской толщи и перекрывающие ее относительно более проницаемые породы шебелинской толщи перми (рис.1). Содержание углеводородов в этой зоне исчисляется целыми кубическими сантиметрами на литр промывочной жидкости, что соответствует тысячам и десяткам тысяч кубических сантиметров газа на кубический дециметр породы. Эффект хроматографического распределения углеводородного газа выражается в относительном смещении зон высокого содержания метана и тяжелых углеводородов в соответствии с их миграционными свойствами (Г.А.Гладышева и др., 1970).

Газоконденсатное Северо-Голубовское месторождение находится в северной бортовой зоне Днепровско-Донецкой впадины. Оно содержит несколько небольших скоплений газа, приуроченных к выклинивающимся песчаным горизонтам в моноклинально залегавшей толще среднего карбона. Специальной геохимической скв.52 на глубине 1760 м вскрыт продуктивный горизонт в отложениях московского яруса среднего карбона (свита C_2^7). В разрезе, вскрытом скв.52, выделяются три стратиграфических интервала, сложенных слабопроницаемыми породами: глинисто-карбонатная толща верхней юры, мергелисто-меловая толща верхнего мела и глинисто-мергелистая толща киевского яруса палеогена. Относительно слабопроницаемые породы развиты в кровле мос-

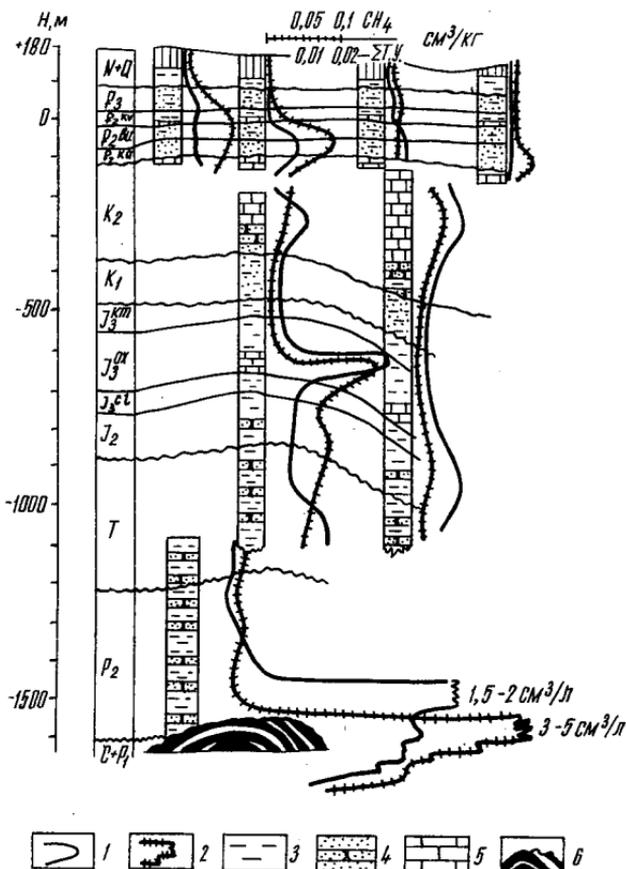


Рис.1. Распределение рассеянных углеводородных газов в разрезе газонефтяного месторождения Гнединцы (по данным Г.А.Гладышевой и М.Г.Петренко): 1 - содержание метана; 2 - содержание предельных углеводородов состава C_2-C_4 ; 3 - глины; 4 - песчаники; 5 - известняки; 6 - продуктивные пласты

ковского яруса среднего карбона, а также в отложениях верхнего карбона. Зона больших концентраций метана на Северо-Голубовском месторождении прослеживается по разрезу над продуктивными горизонтами на 1000 м, зона высоких концентраций этана - на 600 м, пропана - на 350 м, бутана - на 100 м (рис.2). Таким образом, эффект хроматографического распределения газов по разрезу здесь выражен

еще более отчетливо, чем на месторождении Гнединцы. Подобный эффект обнаружен также на газонефтяном Ново-Николаевском месторождении.

Вопрос о факторах, влияющих на формирование непрерывных газовых ореолов над залежами, изучен пока недостаточно. По-видимому, при этом преобладают процессы диффузионного газообмена, что и приводит к дифференциации газовых компонентов снизу вверх по разрезу. Нельзя не учитывать наличия растворенных углеводородных газов в пластовых водах регионально продуктивных горизонтов, поскольку эти газы, аккумулируясь при определенных условиях в сводовых частях поднятий, также могут образовывать углеводородные аномалии.

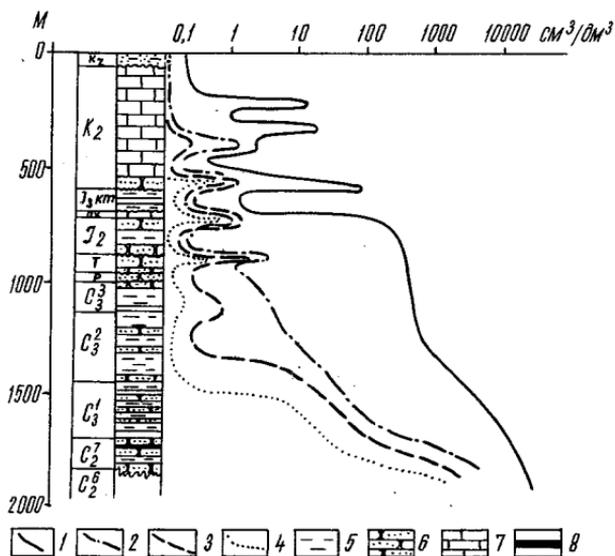


Рис.2. Распределение рассеянных углеводородных газов в разрезе Северо-Голубовского газоконденсатного месторождения (по данным М.Г.Петренко):

- 1 - метан; 2 - этан; 3 - пропан; 4 - бутан;
 5 - глины; 6 - песчаники; 7 - известняки;
 8 - продуктивный горизонт

При изучении распределения рассеянных углеводородных газов по разрезам ряда глубоких скважин неоднократно отмечался весьма неравномерный характер газонасыщения пород (В.А.Соколов, Ю.М.Крив-

ский). Это явление, впервые установленное по данным газового каротажа для продуктивных частей разреза, особенно четко фиксируется в верхних горизонтах (выше непрерывного газового ореола). На фоне общей низкой газонасыщенности пород отдельные интервалы разреза характеризуются высоким содержанием рассеянных углеводородов. Установлено также, что эти интервалы имеют вполне определенную стратиграфическую привязку, т.е. зоны аномально высоких концентраций газов приурочены к отдельному пласту или литологической пачке и могут быть прослежены по площади месторождения. Образование таких аномалий вряд ли возможно объяснить процессами диффузионного обмена, поскольку ниже по разрезу встречаются значительные по мощности пачки разнородных пластов, в которых газонасыщенность пород минимальна, т.е. характеризуется фоновыми значениями. Попытки объяснить неравномерное распределение рассеянных углеводородных газов в верхних горизонтах разреза различием физических параметров пород - пористости, проницаемости, газовой емкости - успеха не принесли. Оказалось, что избирательное газонасыщение пород по разрезу наблюдается и в практически однородных по физическим свойствам и литологическому составу породах (например, плиоценовая красноцветная толща в Западной Туркмении). Различное, некоррелируемое распределение газов по разрезу, наблюдаемое в двух соседних тектонических блоках на месторождении, также не свидетельствует о диффузионной природе газовых аномалий в верхних горизонтах, поскольку равенство прочих условий (мощность перекрывающих залежь отложений, физические и литологические параметры пород, гидродинамическая обстановка) должно было бы привести к формированию равных фронтальных концентраций газов в смежных тектонических блоках, однако, в действительности этого не наблюдается.

Трудно объяснимое с позиций диффузии глубинных газов их распределение по разрезу и избирательное насыщение отдельных коллекторских пластов становится понятным, если обратиться к процессам восходящей фильтрации пластовых флюидов. Действительно, в большинстве случаев наиболее контрастные газовые аномалии в верхних частях разреза были обнаружены на месторождениях, осдоженных разрывными нарушениями. Очевидно, трещины этих разрывов и послужили путями миграции для глубинных пластовых вод, газа и нефти. В тектонически активных областях зияние сбросовых трещин возобновляется периодически в моменты очередных подвижек тектонических блоков

по сбрасывателям. В эти периоды возникает возможность перетока флюидов из недр в верхние горизонты разреза. При этом пластовые воды, заполняющие трещины и несущие углеводородные газы, избирательно насыщают только те коллекторские пласты, которые характеризуются высокой проницаемостью, пористостью и наименьшими пластовыми давлениями. Истощение пластовой энергии водонасыщенного коллекторского горизонта происходит с большей интенсивностью при наличии частичной разгрузки пластовых вод. В моменты тектонических подвижек образуются системы трещин, посредством которых водоносный пласт сообщается либо с дневной поверхностью, либо с перекрывающими коллекторскими горизонтами. Разгружающиеся верхние воды замещаются глубинными газонасыщенными пластовыми водами, которые поступают по глубоким сбросовым трещинам и, обладая избыточным давлением, латерально внедряются в дренируемые пласты. Вследствие резкого перепада давлений часть растворенных углеводородных газов обособляется в свободную фазу и по микротрещинам насыщает перекрывающие газоводоупорные горизонты. В дальнейшем происходит замедленный диффузионный газообмен между пластом-коллектором и контактирующими слабопроницаемыми горизонтами. Процессы газообмена продолжаются длительное время и после залечивания проводящей системы сбросовых трещин, когда разрывное нарушение вновь обретет экранирующий характер. Таким образом, в тектонически активных областях газовые углеводородные аномалии, приуроченные к верхним горизонтам разреза, формируются в два этапа: I - кратковременный пульсационный этап восходящей фильтрации глубинных пластовых флюидов по трещинам разрывных нарушений и их латеральное проникновение в коллекторский пласт; 2 - длительный этап фильтрационного и диффузионного газообмена между газонасыщенным пластом-коллектором и перекрывающими (подстилающими) горизонтами.

Возможно также существование газовых аномалий, обусловленных постоянным подтоком углеводородов из недр, однако, они редко могут быть встречены и должны сопровождаться поверхностными признаками разрушения нефтегазовых скоплений (естественные газоводоисточники, кировые поля и т.д.).

Схема образования газовых углеводородных аномалий в верхних горизонтах разреза принципиально почти не отличается от схемы формирования вторичных залежей нефти и газа на многопластовых месторождениях тектонически активных областей. Так, на месторождениях Азербайджана и Западной Туркмении вторичные нефтегазовые скопления

в разрезе континентальных плиоценовых отложений чередуются со значительными по мощности водонасыщенными коллекторскими пачками. Очевидно, формирование этих залежей контролировалось теми же факторами, которые определяют и условия образования газовых аномалий. В связи с этим углеводородные аномалии в верхних частях разреза можно с некоторым допущением назвать "микрозалежами" или вторичными скоплениями газа в микроконцентрациях.

Сохранность сформировавшихся газовых аномалий зависит от многих причин, среди которых основными являются следующие:

1) гидродинамическая и гидрохимическая обстановка в разрезе; 2) характер залегания газомещающих отложений; 3) литологическая изменчивость пород — особенно в направлении их восстания и простираения от пункта вероятного подтока глубинных флюидов; 4) физические параметры (пористость, проницаемость, микротрещиноватость, газовая емкость, диффузионные свойства) коллекторских и контактирующих с ними слабопроницаемых пород.

Таким образом, при наличии миграции углеводородных газов от залежи относительно повышенной газонасыщенностью характеризуется не вся толща перекрывающих залежь пород, а лишь некоторые горизонты с благоприятными для перераспределения флюидов гидродинамической обстановкой и физическими параметрами пород. Такие горизонты при оценке перспективности поисковых площадей геохимическими методами приобретают значение опорных газометрических горизонтов (В.А.Строганов, 1969).

Наилучшие условия для длительного существования образовавшихся газовых аномалий складываются в обстановке затрудненного газообмена при весьма слабом движении пластовых вод. Активный гидродинамический режим, а также непосредственный привнос метеорных вод, обогащенных кислородом, могут привести к быстрому полному или частичному разрушению углеводородной аномалии. Примером может служить кольцевая углеводородная аномалия, встреченная на месторождении Култук в Западном Узбекистане. Залежь газа здесь установлена на глубине 3000 м в карбонатных отложениях келловей-оксфордского возраста.

Геохимическими скважинами глубиной от 300 м до 500 м вскрыты песчано-алевритовые отложения антропоген-неогена, глины эоцена, карбонатно-сульфатные образования бухарских слоев палеоцена и песчано-глинистые отложения сенонского надъяруса. На своде структуры Култук глины эоцена размыты (рис.3), что привело к частичному

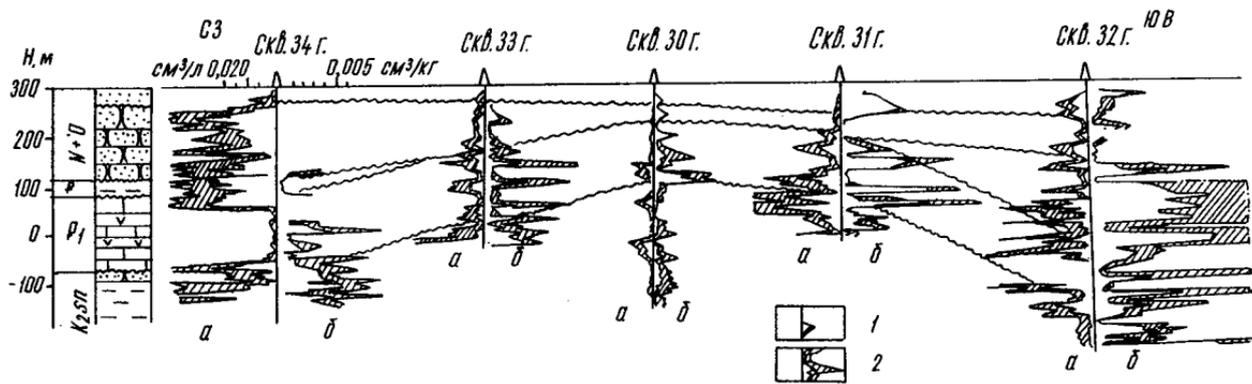
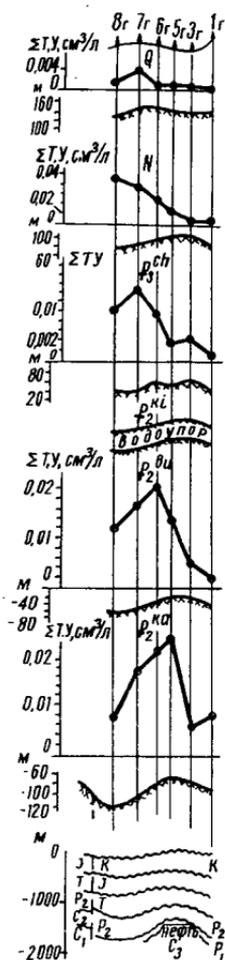


Рис.3. Геолого-геохимический профильный разрез через газоконденсатное месторождение Култак (по данным Х.Н. Азизханова, С.И. Лукьянова):
 1 - содержание метана; 2 - содержание ТУ; а - по данным анализа керна, б - по данным анализа промывочной жидкости

Рис.4.Изменение газонасыщенности пород по профилю через месторождение Гнединцы (данные М.Г.Петренко)



разрушению газовой аномалии в бухарских слоях. С другой стороны, на северном и южном крыле структуры, где сохранилась эоценовая глинистая покрывка, зафиксированы повышенные концентрации газа в бухарском горизонте.

Важное значение имеет и химический состав пластовых вод. Особенно следует учитывать содержание сульфатных солей, которые активно взаимодействуют с тяжелыми углеводородами.

Значительное влияние на характер проявления газовых аномалий, их облик и контрастность оказывает структурный фактор. При наличии сводовой ловушки в отложениях, где формируется углеводородная аномалия, положение этой аномалии в общих чертах отвечает положению свода антиклинальной складки, хотя иногда наблюдаются некоторые смещения.

Так, на месторождении Гнединцы в Днепровско-Донецкой впадине наибольшее соответствие газовой аномалии своду структуры отмечается для каневского горизонта. В перекрывающих отложениях, по мере приближения к дневной поверхности, максимум газовых концентраций смещается в направлении зоны разгрузки грунтовых вод - к долине реки Удай (рис.4).

В условиях, когда верхние горизонты над сводовыми или зональными нефтегазовыми скоплениями залегают моноκлиально, приуроченные к ним газовые аномалии либо приобретают расплывчатые очертания, либо размываются и рассеиваются движущимися пластовыми водами. В этих случаях положение и форма аномалий контролируются в основном литологическими особенностями и физическими свойствами вмещающих пород, которые иногда образуют литологически экранированные ловушки, благоприятные для аккумуляции рассеянных углеводородных газов. Роль экрана для мигрирующих газов в пределах моноκлиалей могут выполнять и разрывные нарушения, когда их простираение отвечает

простирацию пластов. Сформированные таким образом газовые аномалии обычно смещаются вверх по восстанию и по простираению моноклинали. Характер и направление такого смещения иногда удается установить по данным качественного (компонентного) анализа углеводородных газов с помощью специальных приемов геологической интерпретации.

В платформенных областях в условиях отсутствия разрывных нарушений путями восходящей миграции углеводородных газов от залежей в верхние горизонты разреза служат микро- и макротрещины, образующиеся в газоводоупорных пластах в процессе формирования антиклинальной структуры. По данным исследований ВНИИГТ на Северо-Голубовском газоконденсатном месторождении в УССР (И.А. Антошина, Л.Б. Васильева, Л.С. Кондратов, 1971), насыщенность слабопроницаемых пород метаном хорошо коррелируется с густотой развитых в них микро-трещин. Наблюдаемое при этом закономерное снижение концентраций углеводородных компонентов снизу вверх по разрезу свидетельствует о существовании здесь восходящего газового потока.

Интересные данные о микротрещиноватости пород получены Л.Б. Васильевой при исследованиях на Воскресенском нефтяном месторождении в Башкирской АССР. Здесь установлено, что по всей площади месторождения терригенные, галогенные, сульфатные и карбонатные породы, перекрывающие нефтяную залежь в артинском горизонте, обладают высокой микротрещиноватостью, при этом раскрытость микротрещин изменяется от 4 до 20 мк, а средняя их густота по кунгурским и уфимским отложениям составляет соответственно 14 и 29 1/м. Независимо от типа пород микротрещины образуют две системы - вертикальную и наклонную к напластованию, которые прослеживаются по всему разрезу. Это свидетельствует об их тектонической природе. Характерно, что на крутых крыльях поднятий микротрещиноватость пород развита более интенсивно.

Приведенные данные говорят о безусловной возможности существования восходящей фильтрации глубинных флюидов в платформенных условиях и образования газовых аномалий в толще пород, перекрывающих нефтегазовые скопления. Следует, однако, иметь в виду, что вертикальная миграция газов по микротрещинам представляет собой значительно более сложный и длительный процесс по сравнению с фильтрацией по разрывным нарушениям. Мигрирующие газы в этом случае в большей мере подвержены воздействию движущихся пластовых вод, что приводит к

их частичному рассеиванию и смещению углеводородных аномалий. Газовые аномалийные поля располагаются более компактно в нижней части разреза перекрывающих залежь отложений, образуя как бы непрерывный ореол рассеяния. Концентрации углеводородных компонентов вверх по разрезу закономерно снижаются, причем легкие компоненты опережают более тяжелые, что и создает вертикальный хроматографический эффект распределения газов.

Меньшую, но также важную роль в формировании аномалийных газовых полей в платформенных условиях играют нарушения сплошности газодупоров, обусловленные главным образом замещением на отдельных участках глинистых разностей песчанистыми или наличием кавернозности карбонатных пород. Образованные вследствие этих причин гидродинамические "окна" создают благоприятные условия для водогазообмена между коллекторскими горизонтами, в результате чего углеводородные газы проникают в верхнюю часть разреза и под каким-либо выдержанным слабopоницаемым пластом аккумулируются, образуя аномалийное поле. Такие аномалии располагаются иногда значительно выше непрерывного газового ореола, сформировавшегося в результате диффузии и фильтрации газов по микротрещинам, что позволяет обнаруживать их с помощью относительно неглубоких структурных скважин (300-600 м).

Основные задачи интерпретации геохимических данных заключаются в распознавании природы выявленных углеводородных аномалий, в выяснении причин их возникновения и связей с предполагаемыми нефтегазовыми скоплениями в недрах изучаемых поисковых площадей. Как известно, в толще осадочных пород часто присутствуют горизонты, обогащенные сингенетичным органическим веществом, в том числе и битумоидами. Таковы, например, эоценовые и олигоценые отложения в Предкавказье, Средней Азии и Западном Казахстане, вскрываемые структурными скважинами при геохимических нефтегазописковых работах. Собственный углеводородный фон этих пород настолько велик, что существенно превышает газонасыщенность других горизонтов верхней части разреза.

Относительно равномерное по площади распределение повышенной газонасыщенности эоценовых отложений, независимо от их структурного положения, свидетельствует о преимущественно сингенетичном характере содержащихся в этих породах углеводородных газов. За счет различий в содержании битумоидов, размывания и рассеивания сингенетичных газов пластовыми водами могут в некоторых случаях образовыв-

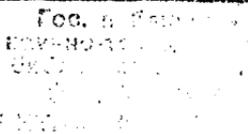
ваться поля повышенной газонасыщенности эоценовых отложений, совершенно не связанные с подтоком глубинных газов. Отличить эти поля от газовых аномалий, обусловленных незначительным привнесом эпигенетических углеводородов, как правило, не удается, поэтому структурно-геохимические скважины рекомендуется бурить глубже эоценовых отложений. Следует, однако, отметить, что технические возможности применяемых буровых станков не всегда это позволяют. В условиях прогибов и на далеких крыльях поднятий при обычной глубине 500-600 м структурные скважины могут вскрывать только постаэоценовые отложения. В этом случае возникает естественный вопрос о масштабах проникновения эоценовых газов в перекрывающие горизонты и о возможности их использования в качестве опорных. Как показывает опыт работ, это проникновение не столь велико и фиксируется в непосредственно перекрывающих пластах на высоте от 20 до 50 м. Слабый эффект рассеяния сингенетических газов объясняется высокой сорбционной емкостью эоценовых глин, благодаря которой газы оказываются крепко связанными с породой.

При значительных подтоках глубинных газов в верхнюю часть разреза возможно образование эпигенетических аномалийных полей и в горизонтах, обогащенных аутигенным органическим веществом. Однако оценка перспективности поисковых площадей по таким газовым аномалиям представляет весьма сложную задачу, для решения которой в каждом случае необходимо определять комплекс свойственных данному району специальных геохимических показателей, основанных на качественной характеристике рассеянных углеводородных газов.

Совокупность рассмотренных выше важнейших геологических факторов, оказывающих непосредственное воздействие на процессы формирования и разрушения газовых углеводородных аномалий, обуславливает следующие основные требования, предъявляемые к опорным газометрическим горизонтам.

1. Опорный горизонт, представленный отдельным мощным карбонатным или терригенным пластом (более 20 м) или литологической пачкой, должен быть относительно выдержанным по площади. Наиболее контрастные газовые аномалии фиксируются в опорных горизонтах, сложенных слабопроницаемыми и коллекторскими пластами.

2. Опорный горизонт должен быть приурочен к водонапорной части разреза, т.е. перекрыт достаточно выдержанным в пределах исследуемой площади газоводоупорным пластом, обеспечивающим изоляцию газовой аномалии от разрушающего влияния атмосферных агентов.



3. Содержание аутигенного органического вещества и главным образом битумоидов в породах опорного горизонта не должно превышать фоновых значений, поскольку это может привести к образованию "ложных" газовых аномалий.

4. В изучаемом разрезе за опорный горизонт принимается такой стратиграфический интервал, который помимо соответствия изложенным выше требованиям характеризуется широким диапазоном концентраций рассеянных углеводородных газов.

В случае отсутствия в разрезе поисковой площади газовых аномалий опорные горизонты не выделяются, а изучаемая площадь не рекомендуется к глубокому бурению. При этом необходимо, чтобы были проведены геохимические исследования достаточной глубинности, т.е. структурными скважинами вскрыты те отложения, по которым на месторождениях данного района зафиксированы аномалийные газовые поля.

В зависимости от глубины структурных скважин в исследуемом разрезе может быть выявлено несколько горизонтов с повышенным содержанием углеводородных газов. В этом случае появляется возможность более достоверной интерпретации геохимических данных на основе корреляции качественной и количественной характеристики газов по разрезу. В связи с этим глубинность геохимических исследований по опорным горизонтам является весьма важным фактором, влияющим на конечные результаты работ. Однако чаще всего экономические или технические причины заставляют ограничиваться некоторыми оптимальными глубинами структурно-геохимических скважин (300-600 м), которые дают возможность проводить исследования по одному и реже по двум опорным газометрическим горизонтам.

Каждая нефтегазонасная область или район и даже отдельная поисковая площадь характеризуется своеобразной геолого-геохимической обстановкой осадочной толщи, определяющей условия существования и преобразования восходящего от залежей миграционного потока углеводородных газов. Поэтому конкретные нефтегазопроисковые геохимические критерии, разработанные на основании данных для известных месторождений и заведомо непродуктивных площадей какого-либо района, с большей эффективностью могут быть применены на поисковых площадях данного района, характеризующегося общностью геологического строения. В результате геохимических исследований ВНИИГПТ, выполненных в различных геологических условиях, разработаны общие принципы выявления и оценки газовых аномалий в опорных газометрических

горизонтах. При геологической интерпретации геохимических данных по поисковым площадям необходимо в каждом случае тщательно анализировать весь комплекс доступных наблюдению геолого-геохимических параметров, влияющих на процессы формирования газовых углеводородных аномалий.

РАЗДЕЛ II

ВЫЯВЛЕНИЕ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГАЗОВЫХ АНОМАЛИЙ В ОПОРНЫХ ГОРИЗОНТАХ

Основным источником информации о газонасыщенности пород при проведении геохимических поисков нефти и газа являются данные анализа газа, извлеченного из керна и промывочной жидкости.

Как известно из опыта геохимических работ, оба вида газометрии скважин — по данным анализов керна и промывочной жидкости — обладают своими достоинствами и недостатками, и ни один из них не дает истинных значений газонасыщенности пород в пластовых условиях. Внесение каких-либо поправок (коэффициентов), обусловленных глубиной отбора пробо, литолого-петрографическими особенностями пород, их физическими параметрами, гидродинамическим режимом и т.д., в настоящее время исключено, поскольку эти вопросы еще нуждаются в разработке. Имеющиеся глубинные герметичные кернагазотборники также далеки от совершенства и проходят стадию опробования. Поэтому при геологической интерпретации геохимических данных количественная оценка аномалийных эффектов производится не по абсолютным значениям газонасыщенности, а в относительных величинах (контрастность газовых аномалий, относительное содержание метана, соотношения отдельных углеводородных компонентов). Газонасыщенность керна существенно отличается от газонасыщенности той же породы в пластовых условиях (В.А.Строганов и др., 1973). Эти отличия обусловлены следующими причинами: а) опережающей инфильтрацией раствора и оттеснением газа в пласт; б) механическими нагрузками и температурами, возникающими при разбуривании пород; в) потерями газа при подъеме образца на поверхность, начиная с момента отрыва керна на забое до герметизации его на поверхности; г) недоизвлечением газа из породы при лабораторной дегазации и т.д.

Были предприняты попытки оценить масштабы потерь газа керном вследствие его естественной дегазации в лабораторных условиях

(П.А. Антонов) и при опытно-методических работах на площадях Днепровско-Донецкой впадины. При исследованиях, проведенных на Ефремовской площади Днепровско-Донецкой впадины, производилось сравнение величин газонасыщенности керна, отобранного с герметизацией на забое, и газонасыщенности керна, отобранного обычным способом. При этом установлено, что потери газа, изменяющиеся в очень широких пределах, весьма существенно зависят от литологических особенностей и физических свойств породы, глубины отбора образца и его кервической газонасыщенности. Так, песчаники харьковского яруса на Ефремовской площади, залегающие на глубине менее 100 метров, теряют при подъеме относительно меньше газа, чем более газонасыщенные песчаники медового возраста, залегающие на глубинах 600 м (рис. 5). Разница в относительных потерях газа по отдельным углеводородным компонентам достигает двух порядков (В.Б. Рабутовский и др., 1968).

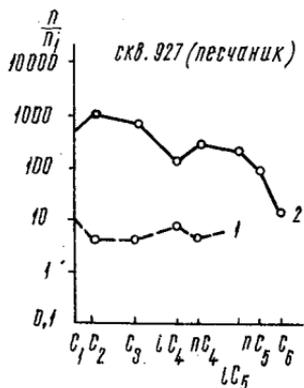


Рис. 5. График потерь углеводородных компонентов в зависимости от способа отбора проб на примере Ефремовского газового месторождения (по данным В.Б. Рабутовского и И.Г. Кениг):

1 — отложения $P_3 d_1$ (интервал 86,2–102 м); 2 — отложения K_1 (интервал 639,1–642,6 м); n — содержание компонента в пробе, отобранной с герметизацией на забое скважины; n_1 — содержание компонента в пробе, отобранной открытым способом

Количество газа, остающегося в породе при термовакуумной дегазации, можно оценить, сравнивая результаты термовакуумной и химической дегазации тех же образцов. В образцах керна, метанонасыщенность которых исчисляется единицами и десятками $см^3/кг$, основная масса газа, оставшегося в породе после ее подъема на поверхность, извлекается при термовакуумной дегазации. При метанонасыщенности, равной десятым и сотым долям $см^3/кг$, основная масса газа удерживается образцом и может быть извлечена лишь путем химического разрушения породы. Можно приблизительно наметить корреляционную связь между количеством газа, извлекаемого при химической дегазации, и литологическими особенностями пород.

По опыту геохимических работ установлено, что в ряде районов, где газонасыщенность керна, определяемая с помощью дегазатора марки ПДП, невелика и слабо дифференцирована, наиболее контрастные аномалийные газовые поля выявляются при использовании данных, полученных по промывочной жидкости. К таким районам относится Уфа-Каршинская флексурно-разрывная зона, где газонасыщенность керна, установленная с помощью дегазатора марки ПДП, на два порядка ниже, чем при химической дегазации.

В практике поисковой геохимии газонасыщенность керна обычно определяется после его подъема в обычной колонковой трубе. Влияние потерь газа нивелируется путем использования специальных приемов интерпретации, о которых говорится ниже. Газонасыщенность промывочной жидкости является функцией газонасыщенности разбуриваемой породы, она зависит от степени опережающего проникновения фильтрата раствора в разбуриваемый пласт и разбавления газовой фазы в процессе циркуляции промывочной жидкости, которое, в свою очередь, определяется диаметром скважины, скоростью проходки, производительностью насосов и некоторыми другими причинами. Изменение газонасыщенности промывочной жидкости до момента ее консервации происходит в основном вследствие следующих причин: 1) массообмена с породами, слагающими стенки скважин; 2) выделения газа в свободную фазу в процессе подъема раствора; 3) потерь газа при отборе раствора на устье скважины; 4) разбавления воздухом при отборе проб в невакуумированные бутылки; 5) влияния химических реагентов и смазок.

Воздействие опережающей инфильтрации менее всего сказывается при проходке водонепрониких или слабопроницаемых горизонтов. Чтобы оценить газонасыщенность разбуриваемых пород, рассчитывают концентрацию газовых компонентов в I л промывочной жидкости. В некоторых случаях пересчитывают газонасыщенность раствора на единицу объема выбуренной породы.

При геохимических работах по опорным газометрическим горизонтам рекомендуется проводить следующий комплекс основных лабораторных исследований:

- анализ газа, извлеченного из керна и промывочной жидкости, с определением состава углеводородов C_1-C_6 ;

- анализ газа с определением сероводорода, водорода, двуокиси углерода, гелия и других неуглеводородных газов;

- определение $C_{орг}$ и карбонатности пород;
- определение битуминозности пород, в том числе ХБА, СБА;
- определение эффективной пористости и проницаемости пород.

Кроме того, для отдельных интервалов разреза необходимо определять химический состав битумоидов и количество растительного детрита в шлифах для установления природы $C_{орг}$. Наибольший интерес для поисковой геохимии представляет определение количества и состава рассеянных углеводородных газов и главным образом изомеров насыщенных углеводородов ряда метана. Именно эти углеводороды и формируют аномалийные газовые поля в опорных газометрических горизонтах. Как показал опыт работ, определение непредельных углеводородов не имеет значения для поисковых работ. Присутствие этих углеводородов в верхних горизонтах разреза не всегда находит объяснение. Приуроченность максимальных содержаний непредельных углеводородов к отложениям, обогащенным битумоидами, что установлено в большинстве случаев, возможно свидетельствует об их генерации под долотом в процессе разбуривания этих пород. Интересно отметить, что одновременно в тех же горизонтах повышается содержание водорода. В целом же неуглеводородные газы (водород, сероводород, углекислота, азот) характеризуют геохимическую обстановку, объективно существующую в разрезе, либо обусловленную технологией работ. Особенности этой обстановки необходимо учитывать при интерпретации всего комплекса геохимических данных, однако, данные о перечисленных неуглеводородных газах непосредственного значения для поисков не имеют.

Значительный интерес представляют данные о содержании гелия. Как известно, гелий генерируется радиоактивными элементами непосредственно в толще осадочных пород и в фундаменте. Подчиняясь единым законам миграции, гелий, не связанный генетически с углеводородными газами, иногда аккумулируется в тех же ловушках, где формируются углеводородные газовые скопления. В этих случаях повышенные концентрации гелия в аномалийных углеводородных полях могут подтверждать наличие на исследуемой площади восходящего газового потока из недр и косвенно свидетельствовать об эпигенетичности углеводородного газа, формирующего данную аномалию.

Важным является исследование органического вещества отложений, вскрываемых структурно-геохимическими скважинами (определение его

состава, особенно битумоидной части, распределение ОВ по разрезу и по площади изучаемых горизонтов). Эти сведения позволяют более правильно интерпретировать данные геохимических съемок, определять природу основной массы рассеянного углеводородного газа.

При детальном геохимическом поиске для обнаружения и прослеживания (оконаливания) газовых углеводородных аномалий на изучаемой площади бурится серия структурных скважин, которые размещаются с таким расчетом, чтобы вскрыть предполагаемые опорные горизонты, отвечающие первым трем требованиям (см. выше), в пунктах их наибольшего приближения к дневной поверхности и на участках максимального погружения (с учетом технических возможностей бурового станка). На поисковых площадях, где по данным геофизических работ установлены антиклиналы, структурно-геохимические скважины располагаются на перекрещивающихся профилях вдоль и поперек простирания складки. В зависимости от размеров структуры в первую очередь разбуриваются 1-3 поперечных профиля, при этом скважины размещаются как в сводовой части поднятия, так и на его крыльях. Отдельные скважины бурятся на максимально возможном удалении от свода, с тем чтобы зарегистрировать фоновые концентрации рассеянных углеводородных газов. Скважины в профиле располагаются на расстоянии 1-3 км, расстояние между профилями составляет 3-5 км. Количество скважин зависит от размеров антиклинальной складки и сложности ее строения. На поисковых площадях, осложненных разрывными нарушениями, необходимо закладывать дополнительные скважины, чтобы охарактеризовать распределение газов в различных тектонических блоках.

При поисках зональных (литолого-стратиграфических) залежей нефти и газа в условиях моноклиналей структурные скважины рекомендуется располагать по профилям вкрест простирания пластов, с выходом в направлении их восстания за пределы предполагаемой зоны выклинивания регионально продуктивных отложений. При наличии экранящих разломов отдельные профильные скважины выносятся за разрывное нарушение.

На антиклинальных структурах в первую очередь бурятся 1-2 скважины в сводовой части, при этом пробы керна и промывочной жидкости отбираются по всему разрезу до технической доступной глубины. Газ, извлекаемый из керна и бурового раствора, должен быть быстро проанализирован, чтобы к моменту завершения этих скважин

сложилось представление о газонасыщенности разреза и можно было бы выделить стратиграфические интервалы с повышенными концентрациями углеводородных газов. Последующие скважины должны буриться в такой очередности, чтобы постепенно оконтурить выявленную газовую аномалию, при этом следует обращать особое внимание на более полный отбор проб из установленных опорных горизонтов. В соответствии со структурными особенностями изучаемой поисковой площади все последующие скважины бурятся с таким расчетом, чтобы наиболее представительный опорный горизонт был вскрыт на максимально возможную мощность. Описанная выше схема оконтуривания газовой аномалии в опорном газометрическом горизонте позволяет избежать лишних затрат объемов структурного бурения, что особенно важно при наличии смещения аномалийного поля относительно свода поднятия.

При моноклинальном залегании исследуемых отложений в каждом профиле в первую очередь вводятся в бурение скважины, вскрывающие пласты на наивысших абсолютных отметках.

Определение перспектив нефтегазонасыщенности (разбраковка) поисковых площадей по результатам детальных геохимических работ производства на основании количественной и качественной оценки газовых аномалий, выявляемых в опорных газометрических горизонтах. Газовая углеводородная аномалия является основным объектом исследований нефтегазопосисковой геохимии и представляет собой наблюдаемое на ограниченной площади превышение средних концентраций рассеянных углеводородных газов над их фоновым содержанием, свойственным данному комплексу отложений и данному району. Из этого следует, что количественная оценка газовых аномалий в опорных горизонтах сводится к установлению некоторых средних значений аномалийных и фоновых концентраций газов на изучаемой площади. Отношением этих величин определяется основной количественный показатель — контрастность газовой аномалии, которая может быть рассчитана как по концентрациям отдельных углеводородных компонентов, так и по их суммарным значениям.

Наиболее сложной задачей интерпретации является выяснение фоновых концентраций углеводородных газов, характерных для выбранного опорного горизонта в исследуемом районе. От точности расчета фоновых концентраций зависит достоверность общего результата работ.

Занижение величины этого показателя приводит к искусственному завышению контрастности аномалий и к обособлению ряда ложных аномалийных полей, обусловленных закономерными или случайными колебаниями фоновой газонасыщенности пород. С другой стороны, существенное завышение величины средних фоновых концентраций может привести к исчезновению информативных газовых полей на площадях с высоким уровнем аномалийных газосодержаний.

Общий фон газонасыщенности верхних горизонтов разреза в нефтегазонасыщенных областях формируется вследствие преобразования аутигенного органического вещества пород и миграции из продуктивных отложений эпигенетических газов. Как показал опыт работ, величина фоновых значений испытывает заметные колебания под влиянием различных факторов. В опорном горизонте, содержащем минимальные количества органического вещества, основная роль в образовании фоновой газонасыщенности принадлежит эпигенетическим газам, количество которых и контролирует флуктуации газового фона по площади. Там, где существует более благоприятные условия для восходящей миграции глубинных флюидов, фоновые концентрации рассеянных углеводородных газов могут существенно повышаться. Это обычно наблюдается в зонах глубоких разрывных нарушений, на их отдельных участках, где происходит разгрузка пластовых вод, однако уровень средних фоновых концентраций при этом почти всегда оказывается значительно ниже аномалийных газосодержаний, обусловленных наличием мощного глубинного источника газов - нефтегазового скопления.

Следует иметь в виду, что фоновая газонасыщенность какого-либо горизонта в районе, характеризуемом общностью геологического строения, изменяется, как правило, в незначительных пределах; если определить этот фон, то количественная оценка газовых аномалий, выявляемых на поисковых площадях данного района, не вызовет затруднений. Однако рассчитать средние для района фоновые концентрации удается только при наличии геохимических данных по 2-3 обследованным площадям. В новых районах, где ранее детальные геохимические поиски не проводились, при работах на антиклинальных структурах рассчитываются условные фоновые концентрации газов. При этом учитывается, что на участках глубокого погружения опорного горизонта, где он характеризуется действительно фоновой газонасыщенностью, этот горизонт структурными скважинами либо не пройден,

либо вскрыт всего в 1-2 пунктах. В пределах же крыльевых и периклинальных частей поднятия рассеянные газы под воздействием структурного фактора в какой-то мере аккумулируются и их концентрации становятся несколько выше фоновых.

Расчет контрастности газовых аномалий по данным о содержании отдельного углеводородного компонента или их суммы на вновь изучаемых структурах, где истинный газовый фон не установлен, может быть выполнен следующими двумя способами.

Расчет контрастности газовых аномалий без учета структурного фактора. Этот способ оценки аномалий используется при недостаточном количестве геохимических данных для оконтуривания аномалийного поля, например, когда исследования проведены лишь по одному поперечному или продольному профилю в 3-4 скважинах. В этом случае систематизируются в едином массиве все газоаналитические данные, полученные для выбранного опорного горизонта, независимо от того, к какой скважине они относятся. В соответствии с известными требованиями статистической обработки первичных данных строятся графики распределения концентраций газов, вычисленных в $\text{см}^3/\text{л}$ промывочной жидкости или в $\text{см}^3/\text{кг}$ отобранной породы, а также кумулятивные кривые. Значение средневзвешенной фоновой концентрации газа определяется по кумулятивному графику, она отвечает примерно 60-80% проб. Путем осреднения данных остальных проб с более высоким газонасыщением вычисляется средняя аномальная концентрация углеводородного компонента в изучаемом опорном горизонте.

В практике для общей количественной оценки аномалийного газового поля чаще всего используются данные о содержании метана и суммы тяжелых газов состава $\text{C}_2\text{-C}_4$ (иногда также C_5 и C_6 , но они не всегда фиксируются). В некоторых случаях бывает полезно рассмотреть отдельно распределение суммы (C_3+ высшие), поскольку в распределении метана и этана по площади часто наблюдается большое сходство.

Отношением средневзвешенных величин аномалийной и условной фоновой концентрации газов, рассчитанных по отдельно взятой площади, определяется собственная контрастность газовой аномалии в выбранном опорном горизонте ($K_{\text{соб}} = \frac{C_{\text{ан}}}{C_{\text{уф}}}$).

В качестве примера можно привести расчет собственной контрастности аномалийного газового эффекта на месторождении Тасбулат. Геохимические исследования здесь проведены в 4 структурно-геохи-

мических скважинах, расположенных по поперечному профилю, которыми вскрыты неогеновые, палеогеновые и верхнемеловые отложения. В качестве опорного горизонта на этой площади выделены отложения сенон-туронского возраста. Распределение углеводородных газов в опорном горизонте по профилю неравномерное: в крыльевой скважине зафиксированы наибольшие концентрации. Максимальные фоновые концентрации, определенные по кумулятивному графику, составляют: CH_4 - 0,0040 см³/кг, ТУ - 0,0006 см³/кг, что соответствует более 80% проанализированных проб. Исходя из этих величин, рассчитаны условные фоновые по опорному горизонту концентрации: CH_4 - 0,0015 см³/кг, ТУ - 0,0004 см³/кг, а также средние аномалийные концентрации газов: CH_4 - 0,0192 см³/кг, ТУ - 0,0170 см³/кг. Таким образом, собственная контрастность аномалийного газового поля, выявленного на месторождении Тасбулат в сенон-суронском опорном горизонте, составляет по метану: $\frac{0,0192}{0,0015} = 12,8$; по ТУ : $\frac{0,0170}{0,0004} = 42,5$.

Расчет контрастности газовых аномалий с учетом структурного фактора. Этот способ применяется в том случае, когда пробурено достаточное число скважин для полного или частичного оконтуривания газовой аномалии на изучаемой структуре, но не имеется сведений о региональном газовом фоне данного района. Здесь также по выбранному горизонту рассчитывается условная фоновая и аномалийная концентрации газа, вычисляется коэффициент собственной контрастности газовой аномалии. Однако в отличие от первого способа, по средним значениям и газонасыщенности опорного горизонта выделяются две группы скважин - фоновых и аномалийных. На карте распределения газа, построенной в изодониях содержания углеводородного компонента или суммы тяжелых газов (изогазах), фоновые скважины располагаются за пределами аномалийного газового поля, оконтуренного изогазой максимальных фоновых концентраций. Если положение аномалии контролируется сводом структуры, то большинство фоновых скважин располагается на далеких крыльях и периклиналях поднятия и, таким образом, при расчете собственной контрастности аномалии как бы механически учитывается влияние структурного фактора на распределение газов в опорном горизонте.

Максимальная фоновая концентрация газа определяется по кумулятивной кривой, построенной по всему массиву газоаналитических

данных, относящихся к выбранному опорному горизонту. При расчете средней фоновой концентрации учитываются все данные о содержании исследуемого компонента по данным фоновых скважин. Средняя аномальная концентрация вычисляется таким же образом по группе скважин, расположенных в аномальном газовом поле.

Второй способ оценки собственной контрастности газовой аномалии показан ниже на примере газового месторождения Сакар-Чага.

Месторождение Сакар-Чага расположено в пределах Центрально-Каракумского свода и приурочено к пологой брахиантиклинали, северный борт которой осложнен крутопадающим разломом субширотного простирания. Размеры складки 10,5 x 3,5 км, амплитуда 13 м, углы падения пластов на крыльях не превышают 30'. Газовая залежь приурочена к неокон-аптским терригенным отложениям, вскрытым на глубине 1200-1300 м.

Геохимические исследования с целью разработки методики поисков нефтяных и газовых месторождений по опорным горизонтам проводились совместно Туркменской геологической экспедицией и ВНИИЯГГ. Исследовались газы, извлеченные из керна структурных скважин глубиной до 600 м, изучалось органическое вещество пород и его битумоидная часть. Скважинами вскрыты отложения до туронских включительно. Первые же скважины, заложенные вкрест простирания Сакар-Чагинской структуры, выявили высококонтрастную газовую аномалию в карбонатном сенонском надъярусе (рис.6). Аномалия расположена в сводовой части поднятия и экранирована разрывным нарушением.

Наиболее полно требованиям, предъявляемым к опорным геохимическим горизонтам, отвечает сенонский надъярус. Эта выдержанная по площади карбонатно-мергелистая пачка мощностью от 100 до 130 м и залегающая на глубине 150-300 м, приурочена к зоне затрудненного газоводообмена. В разрезе перекрывающих отложений имеется пачка глин ильалинской свиты, являющаяся водоупором. Сенонский комплекс пород по сравнению с подстилающими и перекрывающими горизонтами отличается незначительным содержанием битумоидов. Распределение органического вещества и битумоидов по площади имеет мозаичный характер.

Контрастность метановой аномалии рассчитывалась следующим образом. На карте распределения метана и ТУ (рис.7) аномальное

метановое поле в сенонском опорном горизонте оконтуривается изогазой $0,1 \text{ см}^3/\text{кг}$. На кумулятивном графике этому пределу концентраций отвечают около 70% проб (рис.8), следовательно, статистически корректно принять величину $0,1 \text{ см}^3/\text{кг}$ в качестве максимальной фоновой концентрации метана. Средняя условная фоновая концентрация метана рассчитана путем осреднения значений по скважинам, оказавшимся за контуром аномалийного поля, в крыльевых и периклинальных частях структуры. Она составляет $0,006 \text{ см}^3/\text{кг}$. Среднее аномалийное содержание метана, вычисленное по группе аномалийных скважин, расположенных в сводовой части поднятия, оказалось равным $0,33 \text{ см}^3/\text{кг}$. Таким образом, собственная контрастность газовой аномалии по метану ($K_{\text{соб}}$) составляет

$$K_{\text{соб}} = \frac{0,33}{0,006} = 55.$$

Таким же способом рассчитана контрастность газовой аномалии по сумме ТУ:

$$K_{\text{соб}} = \frac{0,003}{0,001} = 3.$$

Изложенные способы количественной оценки аномалийных газовых эффектов имеют общий недостаток - отсутствие сведений о региональной фоновой газонасыщенности опорного горизонта. Поэтому невозможно провести сравнительную оценку ряда газовых аномалий, приуроченных к определенному району или единой зоне антиклинальных складок. Тем не менее в совокупности с качественным анализом распределения газов получаемая количественная характеристика аномалии достаточна для заключения о перспективности конкретной поисковой площади.

Наиболее предпочтительным и информативным является способ оценки углеводородных аномалий, основанный на расчете средних для изучаемого района фоновых концентраций газа в выбранном опорном горизонте. Для такого расчета необходим геохимический материал минимум по двум изученным в данном районе площадям с достаточным числом фоновых скважин, оконтуривающих газовые аномалийные поля. В этом случае для определения максимальной фоновой концентрации компонента, так же как и при втором способе, применяется общая по опорному горизонту выборка газовазоналитических данных, на основе которой строится единая кумулятивная кривая. При вычислении сред-

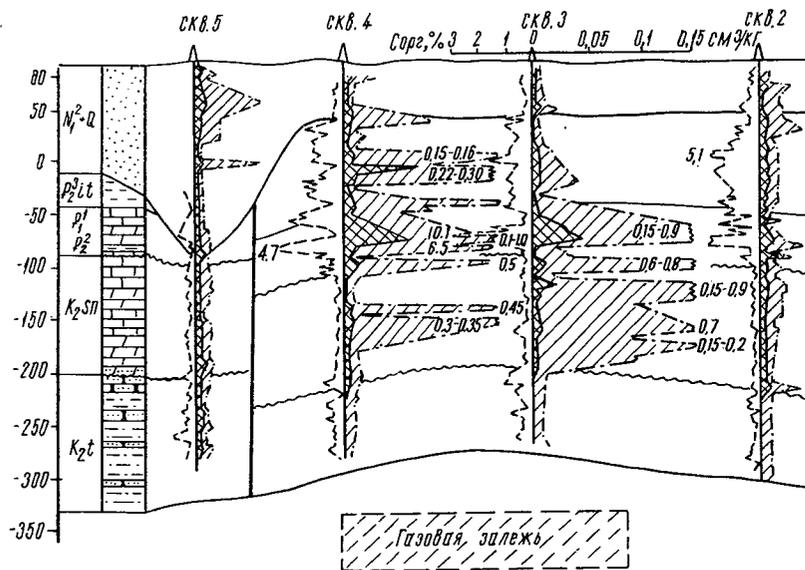
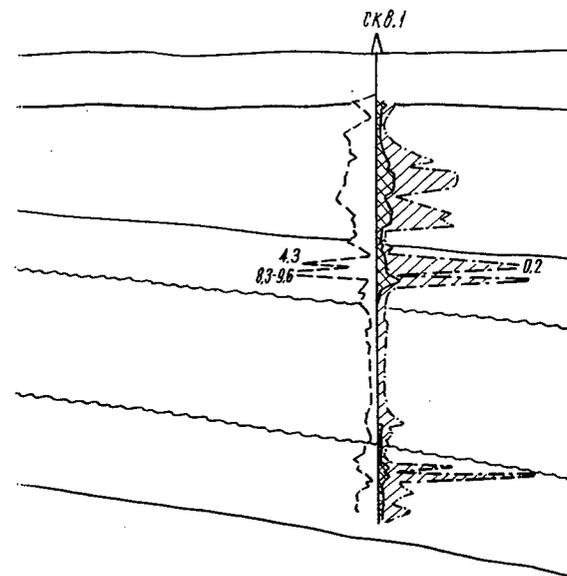


Рис.6. Геолого-геохимический профильный разрез через
 вей и В.М. Старовойтова):
 1 - пески; 2 - песчаники; 3 - алевриты; 4 - глины;
 8 - суммарное содержание тяжелых углеводородов; 9 - со

ней фоновой концентрации учитываются все величины концентраций данного компонента - от следов до максимальных фоновых, что обычно отвечает 60-80% общего числа проб.

На карте распределения газов по исследованным площадям к числу фоновых относятся скважины, в которых среднее содержание углеводородного компонента не превышает вычисленной по общему графику его средней фоновой концентрации. Остальные скважины относятся к группе аномальных. При этом следует учитывать, что количественной оценке подлежат только те аномальные газовые поля, которые охарактеризованы группой аномальных скважин. Повышенная газонасыщенность опорного горизонта наблюдается в единичных скважинах и при отсутствии локализованного газового поля, что может быть вызвано различными



газовое месторождение Сакар-Чага (по данным Н.С. Кукуе-
 5 - мергели; 6 - известняки; 7 - разрывное нарушение;
 держание метана; 10 - содержание $C_{орг}$

причинами: влиянием разрушенных нефтегазовых скоплений, разгрузки пластовых вод по разрывному нарушению, погрешностями в методике работ и т.д. По группе аномальных скважин рассчитывается средняя аномальная концентрация компонента в оконтуренном газовом поле. Отношением этой концентрации к вычисленному фоновому содержанию компонента по району определяется значение коэффициента абсолютной контрастности аномалии ($K_{\frac{ан}{фр}}$).

Ниже приводится расчет абсолютной контрастности газовых полей на участке Учбаи-Каршинской флексурно-разрывной зоны в Западном Узбекистане.

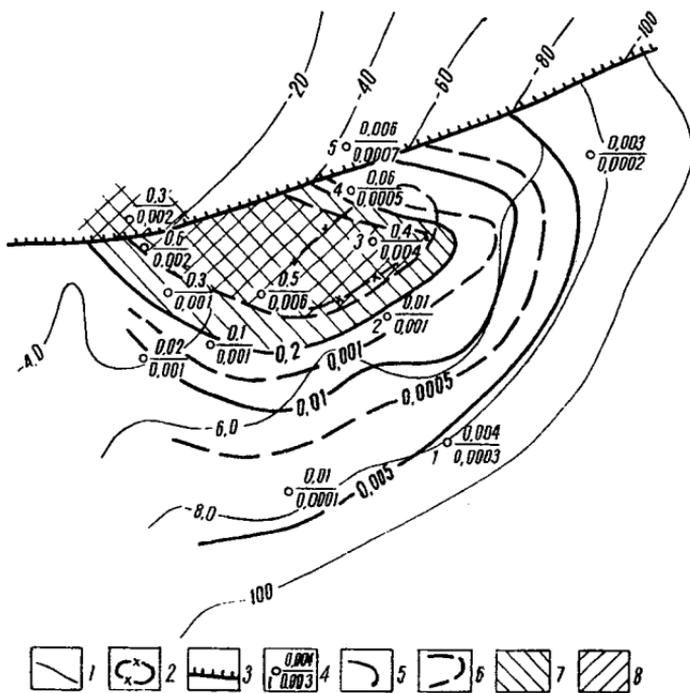


Рис.7. Карта распределения метана и суммы ТУ в сенонском опорном горизонте месторождения Сакар-Чага (по данным Н.С.Кукуевой и В.М.Старовойтова):

1 - изогипсы по подошве Карашорской свиты; 2 - контур газовой залежи; 3 - разрывное нарушение; 4 - структурно-геохимическая скважина (числитель - содержание метана, $\text{см}^3/\text{кг}$, знаменатель - содержание ТУ, $\text{см}^3/\text{кг}$); 5 - изогасы по метану; 6 - изогасы по сумме ТУ; 7 - зона аномальных содержаний метана; 8 - зона аномальных содержаний ТУ

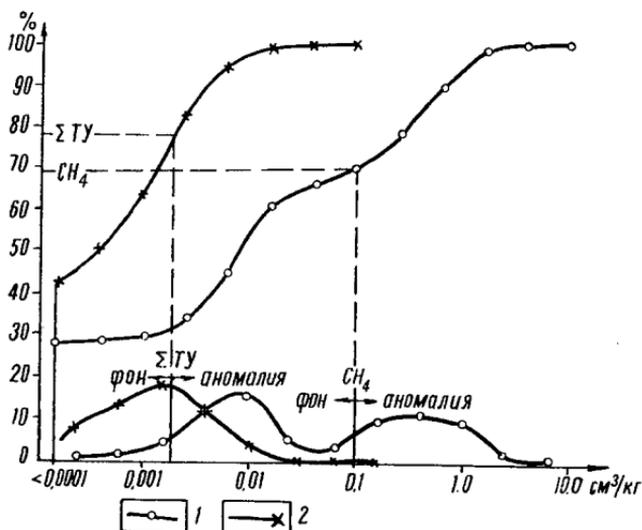


Рис.8. График распределения метана и ТУ в сенонском опорном горизонте месторождения Сакар-Чага
 1 - распределение метана; 2 - распределение ТУ

В пределах Учбаи-Каршинской флексурно-разрывной зоны разработка методики геохимических поисков зональных залежей нефти и газа проводилась на поисковых площадях Восточный Кимерек и Каршинской. Восточная Кимерекская площадь приурочена к центральной, а Каршинская - к юго-восточной части Учбаи-Каршинской флексурно-разрывной зоны.

Особенности геологического строения исследуемых площадей обусловлены их расположением в зоне перехода от Чарджоуской к Бухарской тектонической ступени, характеризующейся наличием структурного уступа в фундаменте. В осадочном чехле структурный уступ фундамента отражается разрывными нарушениями, флексурами и сокращением мощности осадочной толщи от 3000-4000 м на Чарджоуской до 1000-2200 м на Бухарской ступени. Мощность сокращается в основном за счет терригенных и соленосных формаций ирской системы и отложений кайнозойского возраста. Перспективы нефтегазоносности Учбаи-Каршинской зоны связываются с терригенными и карбонатными отложениями иры, которые в пределах Бухарской и Чарджоуской тектонических ступеней содержат промышленные скопления нефти и газа.

Геохимические исследования проведены по структурным скважинам до глубины 300-1100 м. Скважинами вскрыты отложения неоген-антропогенного, палеогенового и мелового возраста. Всего в пределах Учбаи-Каршинской флексуно-разрывной зоны пробурены 32 скважины, из них 9 - на Восточно-Кимерекской и 23 - на Каршинской площади. Скважины располагались по профилям вкост простиравания флексуно-разрывной зоны. Расстояния между скважинами составили от 0,5 до 4 км.

Требованиям, предъявляемым к опорным газометрическим горизонтам, на площади Восточный Кимерек соответствуют сенонский надъярус и бухарский горизонт. На Каршинской площади за опорный горизонт принята также нижняя песчанистая пачка неогена, перекрытая глинистыми породами верхней пачки. Для каждой скважины по опорным горизонтам подсчитывались средние содержания метана и суммы ТУ. Максимальные фоновые концентрации газов по опорным горизонтам определялись для площадей Восточный Кимерек и Каршинская по всему массиву данных. По отложениям сенонского, бухарского возраста и неогена максимальные фоновые содержания метана и ТУ не превышают 0,0066-0,0084 см³/л. Исходя из этого, за максимальное фоновое содержание метана и ТУ принято значение 0,01 см³/л.

На картах газонасыщенности опорных горизонтов аномалийные поля оконтурены изогазой 0,01 см³/л. Средневзвешенные аномалийные и фоновые концентрации газов определялись по группам скважин, оказавшихся внутри и за пределами аномалийных полей. Величины фоновых концентраций метана для сенонского, бухарского и неогенового опорных горизонтов оказались близкими - 0,0049, 0,0044 и 0,0053 см³/л соответственно. Фоновые содержания ТУ для тех же опорных горизонтов уменьшаются от более древних к более молодым отложениям и составляют 0,0067, 0,0040 и 0,0034 см³/л соответственно.

На Каршинской площади (В.А.Строганов и др., 1971) выявлены два аномальных газовых поля - Северо-Каршинское и Южно-Каршинское (рис.9). Контрастность этих газовых полей определяется отношением средневзвешенных значений метана и ТУ в аномальных полях и общем фоновом поле (табл.1, 2).

Южно-Каршинская поисковая площадь, где аномалийное газовое поле оконтурено, рекомендована под глубокое бурение.

Таблица I

Контрастность газовых аномалий, вычисленных по
средневзвешенным концентрациям метана

Наименование площади	Средневзвешенные концентрации CH_4 , ($\text{см}^3/\text{л}$) $\times 10^{-4}$ или ($\text{см}^3/\text{кг}$) $\times 10^{-4}$			Конт- растность К
	общие C	фоновые $C_{\text{ф}}$	аномальные $C_{\text{ан}}$	
	<u>Сенонские отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0049	0,0049	-	-
Северное Карши	0,0175	0,0049	0,0184	3,7
	<u>Бухарские отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0037	0,0044	-	-
Северное Карши	0,0126	0,0044	0,0144	3,3
Южное Карши	0,0199	0,0044	0,0199	4,5
	<u>Неогеновые отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0043	0,0053	-	-
Северное Карши	0,0117	0,0053	0,0155	2,9
Южное Карши	0,0105	0,0053	0,0132	2,5

Площадь Восточный Кимерек оценена как бесперспективная, поскольку на ней только в скв.2 уровень содержания суммы ТУ в бухарском горизонте несколько превышает среднюю фоновую концентрацию.

Изложенный способ расчета абсолютной контрастности аномалий следует применять при опытно-методических исследованиях на месторождениях и заведомо непродуктивных площадях, которые проводятся с целью установления уровня фоновых концентраций рассеянных газов, свойственного изучаемому району, а также параметров углеводородных аномалий, характерных для нефтегазовых месторождений. При наличии материалов таких исследований в качестве дополнительного поискового показателя может быть использован коэффициент относительной контрастности аномалии по какому-либо компоненту или их сумме, определяемый отношением средних концентраций газа в опорном горизонте (по всему массиву данных) на месторождении и заведомо непродуктивной структуре ($K_{\text{отн}} = \frac{C_{\text{м}}}{C_{\text{нп}}}$). Этот показатель служит сравнитель-

ной числовой характеристикой газовой аномалии на месторождении или поисковой площади, учитывающей возможный, но всегда слабый аномальный эффект на непродуктивной антиклинальной складке, обусловленный структурным фактором, т.е. аккумуляцией в сводовой ловушке некоторого количества газа за счет его латерального перераспределения. В табл.3 показаны величины относительной контрастности метановых аномалий, выявленных на месторождениях Мангышлака, по отношению к среднему уровню концентраций метанового поля, зафиксированного на заведомо непродуктивной структуре Сенек.

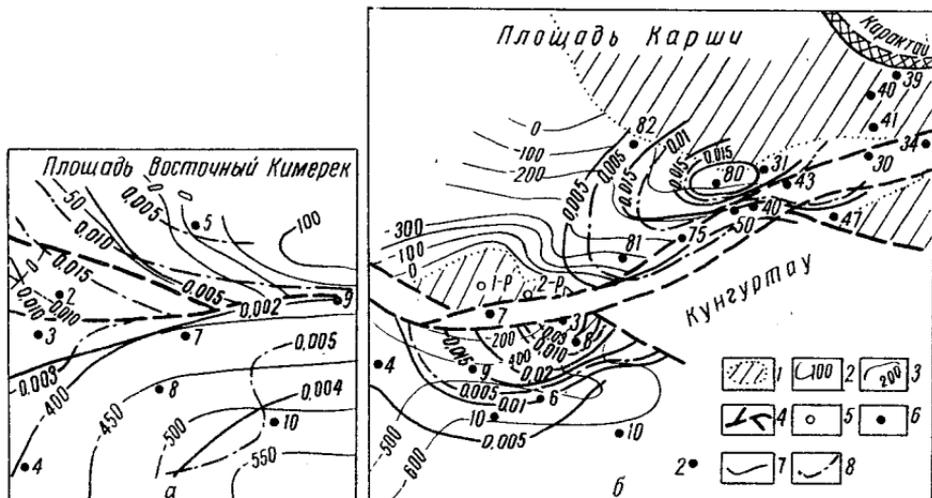


Рис.9. Карты распределения метана, ТУ в бухарском опорном горизонте на поисковых площадях Восточный Кимерек (а) и Карши (б) (по данным Х.Н. Азизханова):

1 - зона отсутствия верхнесенонских отложений; 2 - изогипсы по кровле отложений сенона (Карши); 3 - изогипсы по подошве глиен эоцена (Восточный Кимерек); 4 - разрывные нарушения; 5 - глубокие поисково-разведочные скважины; 6 - структурно-геохимические скважины; 7 - изогипсы по метану ($\text{см}^3/\text{л}$); 8 - изогипсы по сумме ТУ ($\text{см}^3/\text{л}$)

По мере накопления геохимических данных по изучаемому району и при наличии сведений о газонасыщении верхних горизонтов разреза на месторождениях и заведомо непродуктивных площадях появляется возможность построения эталонного графика кумулятивных кривых, наглядно характеризующего общий уровень газонасыщенности пород на различных площадях. График строится для опорных горизонтов, в которых выявлены наиболее контрастные газовые аномалии. По поисковым

Таблица 2

Контрастность газовых аномалий, вычисленных по
средневзвешенным концентрациям ТУ

Название площади	Средневзвешенные концентрации ТУ, (см ³ /л)×10 ⁻⁴ или (см ³ /кг)×10 ⁻⁴			Контраст- ность К
	общие для горизонта в целом С	фоновые С _ф	аномалийные С _{ан}	
	<u>Сеновские отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0075	0,0067	-	-
Северное Карши	0,0150	0,0067	0,0155	2,3
	<u>Бухарские отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0058	0,0040	-	-
Северное Карши	0,0107	0,0040	0,0115	2,9
Южное Карши	0,0071	0,0040	0,0071	1,8
	<u>Неогеновые отложения</u>			
Восточный Кимерек	0,0037	0,0034	-	-
Северное Карши	0,0117	0,0034	0,0144	4,3
Южное Карши	0,0070	0,0034	0,0100	2,7

Таблица 3

Величины относительной контрастности метановых аномалий

Наименование место- рождения, площади	Возраст опорно- го горизонта	Среднее содер- жание СН ₄ , см ³ /кг	Относительная контрастность метановых ано- малий
Хетъбай, нефтяное месторож- дение ^х	сенов-турон	0,015	7,5
Тасбулат, газовое месторожде- ние ^х	сенов-турон	0,018	9,0
Сенек, заведомо непродуктивная пло- щадь ^х	альб	0,002	-
Кансу, газовое ме- сторождение ^{хх}	сенов-турон	0,017	8,5

^х/Методические исследования

^{хх}/Поисковые работы

площадям, где аномалийные газовые поля не обнаружены, предпочтительнее привлекать газоаналитические данные по разновозрастным отложениям, что повышает сопоставимость результатов.

На рис. 10 представлен эталонный график кумулятивных кривых по площадям Мангышлака, характеризующий метанонасыщенность сенон-туронского опорного горизонта на месторождениях Жетыбай и Тасбулат, а также отложений альба на заведомо непродуктивной структуре Сенек. Значительно более низкий уровень газонасыщенности пород на площади Сенек приводит к существенному смещению кумулятивной кривой на графике влево по шкале концентраций. В данном случае сопоставление газонасыщенности альбских отложений на площади Сенек с сенон-туронским опорным горизонтом на месторождениях вызвано отсутствием отложений сенон-турона этой площади. Учтено также, что по уровню концентраций углеводородных газов альбский комплекс на Сенеке является наиболее информативным по вскрытой части разреза.

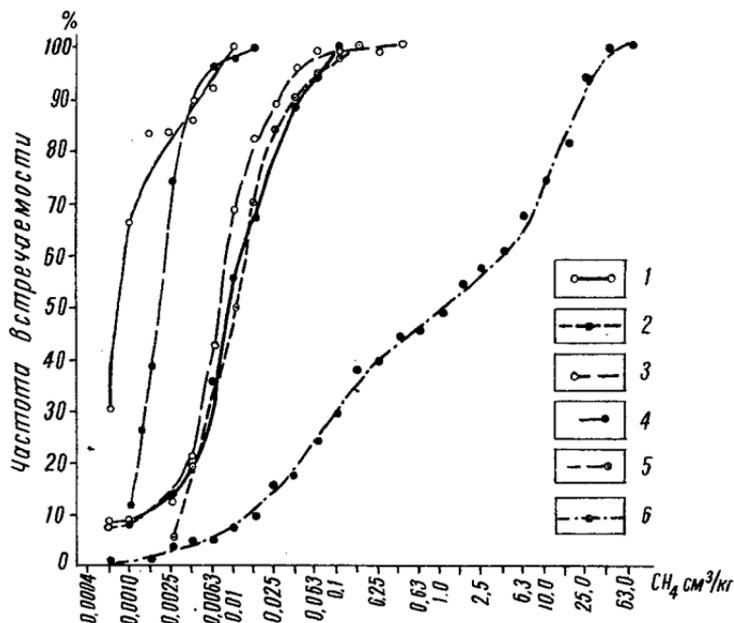


Рис. 10. Эталонный график метанонасыщенности опорных горизонтов площадей Южного Мангышлака:
 1 — Маната; 2 — Сенек; 3 — Жетыбай; 4 — Кансу; 5 — Тасбулат; 6 — Южный Туб-Караган

Положение на графике кумулятивной кривой по сенон-туронскому горизонту поисковой площади Кансу характеризует ее как высокоперспективную. На основании результатов исследований геохимической партии Казгеофизтреста эта площадь была рекомендована к глубокому бурению. Впоследствии на Кансу были получены промышленные притоки газа (см. раздел III). Характерно также положение кривой для поисковой площади Маната: даже по отношению к непродуктивной структуре Сенек она смещена в область низких значений концентраций. Наличие замкнутой антиклинальной складки, как это предполагалось ранее с учетом геофизических данных, последующим структурным бурением на Манате не подтвердилось. Очевидно поэтому, на Манате не наблюдается даже того небольшого аномалийного эффекта в распределении газов, который на Сенекской площади обусловлен структурным фактором.

Эталонные графики подобного вида могут быть использованы для оперативной предварительной оценки по геохимическим данным перспектив нефтегазоносности поисковых площадей изучаемого района. Однако их наличие не исключает необходимости тщательного анализа всех геолого-геохимических материалов по поисковым площадям, при этом имеется в виду не только обнаружение, оконтуривание и количественная оценка аномалийных газовых полей в опорных горизонтах, но и детальный качественный анализ распределения газов по площади и разрезу.

В процессе миграции углеводородных флюидов в толще осадочных пород их качественный состав существенно изменяется под воздействием различных природных факторов. В ряде работ освещена роль этих факторов в формировании качественного состава нефтей и газов в нефтегазовых скоплениях. Для многих регионов установлено общее закономерное увеличение относительного содержания тяжелых углеводородов в залежах по мере увеличения стратиграфической глубины.

И.С. Старобинец, исследовавший геохимические закономерности размещения нефтей и газов на месторождениях Средней Азии, к числу важнейших факторов относит тектонический, который наиболее ярко проявляется в особенностях состава нефтей и газов на площадях, осложненных разрывными нарушениями. Нефти таких месторождений, как правило, содержат небольшие количества твердого парафина и бензиновых фракций, имеют невысокий газовый фактор, большие концентрации тяжелых углеводородов в газе и высокое содержание неуглеводородных компо-

нентов. Региональные закономерности изменения состава нефтей и газов он объясняет влиянием температуры, пластовых давлений, каталитических свойств породы, явлений адсорбции, растворения и обратной конденсации, окислительных процессов и т.д. Весьма значительную роль он отводит гидрогеологическому фактору, подразумевая под этим взаимодействие углеводородных флюидов и пластовых вод различного химического состава. Общая направленность этого процесса проявляется в уменьшении содержания гомологов метана в газах. На основании тщательного анализа геолого-геохимической обстановки по многим обследованным месторождениям Средней Азии И.С.Старобинец делает вывод о том, что взаимодействие углеводородов с пластовыми водами приводит к значительному изменению качества нефтей и газов вплоть до перерождения последних.

В.Е.Нарижная при исследовании химического состава природных газов месторождений основных газоносных районов Средней Азии также установила весьма значительное влияние ряда геологических факторов на качественный состав углеводородов. Она отмечает, что с возрастанием глубины залежи в составе газа увеличивается доля ТУ как в региональном плане по мере погружения продуктивных отложений, так и на отдельных многопластовых месторождениях. Особое внимание она обращает на изменение состава газов за счет взаимодействия тяжелых углеводородных компонентов с сульфатами пластовых вод. Окислительные процессы с образованием неуглеводородных и особенно кислых компонентов протекают, по ее мнению, с большей интенсивностью вблизи разрывных нарушений.

Рассеянные и растворенные углеводородные газы в процессе их восходящей миграции в толще осадочных пород испытывают воздействие перечисленных выше природных факторов в большей мере, чем углеводороды залежей, поскольку они оказываются в зоне более активного газоводообмена. На рис. 2 (см. выше) виден вертикальный хроматографический эффект распределения рассеянных углеводородов по разрезу газоконденсатного Северо-Голубовского месторождения, который выражается в возрастании доли ТУ в составе газа по мере увеличения глубины.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что не следует ожидать каких-либо аналогий в составе газа залежей и рассеянных углеводородов, обнаруживаемых в верхних горизонтах разреза. Совершенно исключается и экстраполяция качественной характеристики газов

на глубину, так как невозможно учесть характер и масштабы преобразующего влияния комплекса природных факторов, свойственных каждой конкретной поисковой площади. Несмотря на многообразие качественного состава рассеянных газов, некоторые исследователи отмечают одну общую закономерность в их распределении — приуроченность более легких рассеянных углеводородных газов в верхних горизонтах разреза к преимущественно газоносным районам, а более тяжелых газов — к нефтеносным районам.

При интерпретации газометрических данных по опорным горизонтам необходимо также учитывать, что качественная характеристика газов обычно искажается за счет неравномерных потерь газовых компонентов породой или глинистым раствором в процессе их подъема из скважины и консервации, за счет дифференциации газа при дегазации образцов, а также вследствие избирательной аккумуляции тяжелых углеводородных компонентов промывочной жидкостью в ходе ее многократной циркуляции при бурении. При существующей методике работ и применяемой аппаратуре далеко не всегда удается оценить масштабы искажающего влияния этих факторов, однако, опыт исследований показал, что значительно более близкие к природным качественные параметры газов получают при работах по керну.

Несмотря на трудности оперирования абсолютными значениями концентраций отдельных углеводородных компонентов, качественный анализ распределения рассеянных газов по площади и разрезу является важнейшим инструментом геологической интерпретации геохимических данных. Едиобразие в методике отбора, дегазации проб и анализа газов при работах по литологически и фациально выдержанным опорным горизонтам, т.е. породам с близкими физическими параметрами, позволяет свести до минимума различия в ошибках измерения, сделать эти неучитываемые ошибки систематическими. При таком подходе оказывается возможным не только выявлять и оконтуривать аномалийные газовые поля по данным об отдельных углеводородных компонентах, но и устанавливать различия в характере соотношений компонентов по опорному горизонту как внутри аномалийного газового поля, так и за его пределами.

Рассматривая карты изогаз углеводородных компонентов, составленные по единому опорному горизонту, часто удается установить направление латеральной миграции газов при формировании аномалийного поля. В результате этой миграции возникает латеральный хро-

мет. графический эффект распределения углеводородов, обусловленный отставанием тяжелых компонентов при миграции газов по опорному горизонту. При этом тяжелые углеводороды в силу сорбционных свойств пород в большей мере захватываются и удерживаются ими, чем более легкие газовые компоненты. Наложение карт изогаз индивидуальных компонентов на единую структурную основу позволяет в некоторых случаях выявить места подтока глубинных флюидов в опорный горизонт, т.е. те участки, от которых углеводороды перемещались латерально, формируя аномалийные газовые поля. Такие участки чаще всего оказываются приуроченными к разрывным нарушениям, служащим путями восходящей фильтрации углеводородов из недр.

Значение компонентного анализа газов при изучении закономерностей их распределения в опорном горизонте хорошо иллюстрируется следующим примером. На месторождении Сакар-Чага в распределении метана и тяжелых углеводородов по площади сенонского опорного горизонта четко фиксируется смещение аномалийных полей к разрывному нарушению (см. рис. 7). Площадь метанового аномального поля больше площади аномалии по сумме его гомологов, которая к тому же в большей мере тяготеет к разрывному нарушению, обусловившему восходящую фильтрацию глубинных газов.

Подобный эффект можно видеть при сопоставлении карт распределения метана и пропана в верхней пачке бакинского яруса на месторождениях Кизыл-Кум и Кум-Даг в Западной Туркмении (рис. II).

В тектонически активных областях описанный выше эффект качественного распределения газов может быть использован в некоторых случаях для трассирования проводящих разрывных нарушений, перекрытых новейшими отложениями.

Одним из важнейших качественных поисковых показателей служит величина относительного содержания метана в извлекаемых углеводородных газах (%). Изменение этого показателя по площади является весьма важной характеристикой процессов газообмена, протекающих в опорном горизонте. Однако подобный качественный анализ не следует применять в отрыве от количественной оценки аномалийного газового поля, поскольку это может привести к неправильному заключению о газонасыщенности пород. Уменьшение относительного содержания метана и соответственно возрастания доли TU в каком-либо направлении на изучаемой площади может наблюдаться и при низких (фоновых), и при аномальных концентрациях газа. Так, например, на площади Южный

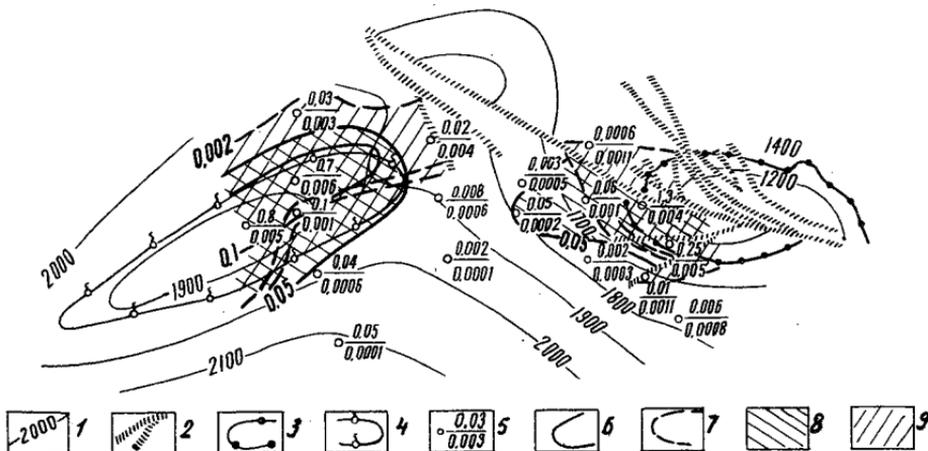
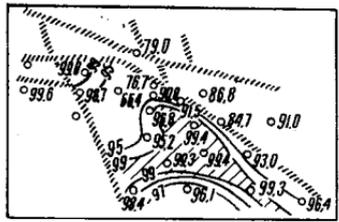
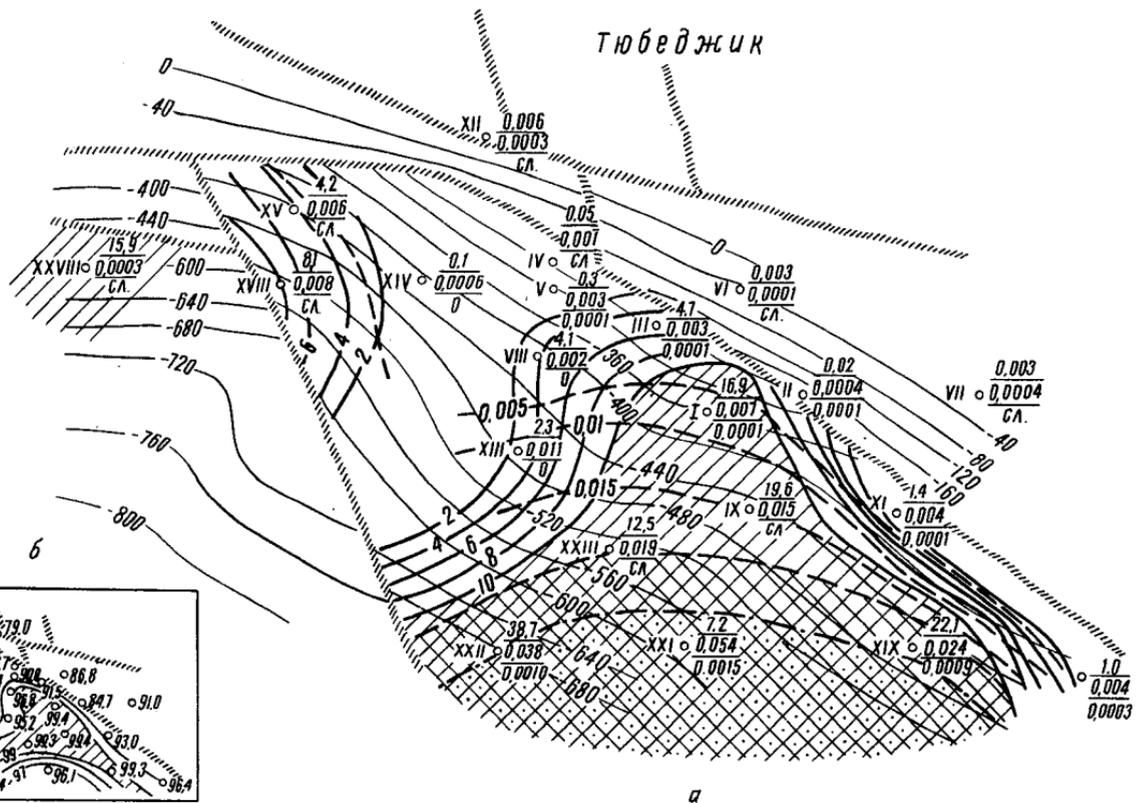


Рис. II. Карта распределения метана и пропана в бакинском опорном горизонте (месторождений Кум-Даг и Кизыл-Кум):

1 - изогипсы по кровле красноцветной толщи; 2 - разрывные нарушения; 3 - нефтяная залежь; 4 - газоконденсатная залежь; 5 - геохимическая скважина (в числителе - содержание метана, $\text{см}^3/\text{кг}$, в знаменателе - содержание пропана, $\text{см}^3/\text{кг}$); 6 - изогасы по метану; 7 - изогасы по пропану; 8 - зона с высоким содержанием метана; 9 - зона с высоким содержанием пропана

Тыб-Караган (Мангышлак), расположенной к югу от Тыбеджикской антиклинали, в зоне моноклиального погружения южного крыла Каратауского вала в Чапырганский прогиб наблюдаются некоторые своеобразные закономерности распределения метана и его гомологов. Метановое поле в масстрихтском опорном горизонте характеризуется весьма значительными изменениями концентраций (рис. 12 а, б). Зона, в которой отмечено наименьшее содержание метана, совпадает с присводовой частью и юго-восточным крылом Тыбеджикского поднятия. Осредненные по скважинам величины концентраций метана изменяются в этой зоне от 0,003 до 0,02 $\text{см}^3/\text{кг}$, что вполне соизмеримо с аналогичными показателями для одновозрастного горизонта на непродуктивной площади Маната (0,003 $\text{см}^3/\text{кг}$). Участок, расположенный к югу от субширотного регионального разрывного нарушения, значительно отличается по характеру газонасыщенности. Уровень содержания метана здесь значительно выше, а диапазон изменения этих величин намного шире (от 0,1 до 39 $\text{см}^3/\text{кг}$). Именно к южному опущенному участку приуроче-

ТЮБЕДЖИК



- 6
- а
- 1 -XXI ○
 - 2 -800
 - 3 [Hatched pattern]
 - 4 -2
 - 5 -0.01
 - 6 [Diagonal hatching]
 - 7 [Diagonal hatching]
 - 8 [Dotted pattern]

Рис. 12. Карта распределения рассеянных углеводородных газов (а) и метана в % от суммы углеводородов (б) в масстрихтском опорном горизонте на поисковой площади Южный Тюб-Караган (по данным А.И. Анцифорова и М.Г. Петренко):

1 - скважины, цифры слева показывают содержание в $\text{см}^3/\text{кг}$ газов (сверху вниз): метана, пропана, пентана; 2 - изогипсы по подовве детского яруса; 3 - разрывные нарушения; 4 - изогазы метана, $\text{см}^3/\text{кг}$; 5 - изогазы пропана, $\text{см}^3/\text{кг}$; 6 - зона с высоким содержанием метана; 7 - зона с высоким содержанием пропана; 8 - зона с высоким содержанием пентана

ны высококонтрастная метановая аномалия, а также аномалия по тяжелым углеводородам. Из сопоставления схем распределения метана и его гомологов по площади установлено, что аномальные поля по индивидуальным углеводородам, совмещенные на единой основе, характеризуют направление миграции рассеянных газов.

При анализе взаимосвязи между количеством метана и тяжелых углеводородов (% метана от суммы углеводородных газов) можно отметить две зоны (см. рис. 12, а): зону легких газов, приуроченную к аномальным метановым полям, где содержание метана превышает 95% от суммы углеводородов, и зону тяжелых газов (содержание C_4 от 90 до 66%), совпадающую с областью распространения низких концентраций. Внутри аномалийной зоны легких газов вновь отмечается тенденция к возрастанию доли ТУ в южном направлении.

Как видно из приведенных данных, увеличение доли ТУ в составе газа в южной аномалийной части площади обусловлено их некоторым избыточным содержанием в результате латерального хроматографического эффекта, на северном же фоновом участке эффект возрастания доли ТУ в составе газа возник за счет разрушения аномалии в при-сбросовой зоне.

Информативным поисковым показателем является и величина отношения концентрации метана к пропану - $\frac{C_1}{C_3}$. Выбор этих компонентов обусловлен их различной миграционной способностью и широким распространением во всех изученных горизонтах. Высокие значения этого показателя в контуре аномалийного поля свидетельствуют о существовании подтока свежих порций газа в опорный горизонт.

Дополнительную информацию об изменении качественного состава газа по площади дадут также так называемые ряды отношений углеводородных компонентов, предложенные Л.С. Кондратовым (1973). В несколько измененном виде они представлены на рис. 13. В левой части рисунка помещены эталонные кривые, составленные по данным о составе свободного газа залежей (средняя характеристика по многим газовым

месторождениям Средней Азии), по результатам анализов растворенного газа приконтурных вод, а также по анализам газов сапропелево-гумидного органического вещества (данные Е.А.Рогозиной). На графике также показаны кривые соотношений компонентов, построенные по осредненным результатам анализа газов, содержащихся в маастрихтских и шорымских отложениях площади Южный Тюб-Караган по профилю, пересекающему фоновую зону (скв. III, VI) и аномалийное газовое поле (скв. I, IX, XXI). Сравнимые горизонты отличаются по литологическому составу и количеству захороненного органического вещества. Породы маастрихтского опорного горизонта почти не содержат органического вещества, в шорымской свите содержание ОВ достигает нескольких весовых процентов.

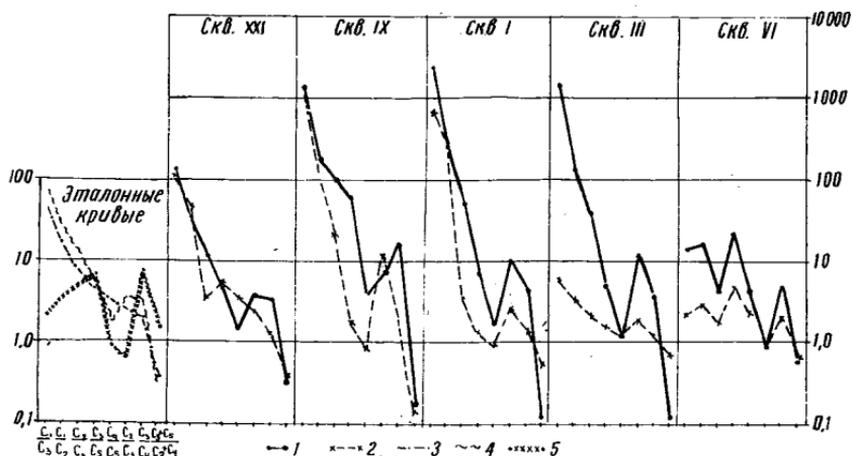


Рис. 18. Графики соотношений углеводородных компонентов для площади Южный Тюб-Караган:

1 - по маастрихтскому опорному горизонту; 2 - по шорымской свите палеогена; 3 - свободный газ залежей; 4 - растворенный газ приконтурных вод; 5 - гумидно-сапропелевое органическое вещество

Газ, полученный в скв. XXI, находящейся в зоне, наиболее насыщенной эпигенетичными углеводородами (по маастрихтскому горизонту), характеризуется кривыми, близкими по форме к эталонным кривым газа приконтурных вод. По мере удаления от предполагаемого места подтока глубинных газов в северном направлении (к скв. I) амплитуда

кривой увеличивается за счет преобладания легких углеводородных компонентов при сохранении ее характерной конфигурации. При переходе в зону фоновой газонасыщенности (скв.УІ) форма кривой резко изменяется, приближаясь к эталонной кривой для газов сапропелево-гумидного органического вещества.

Для газа шорымской свиты (по данным аномалийной скв.ХХІ) также характерна форма кривой, свойственная газам приконтурных вод, что служит доказательством обогащенности шорымских отложений на этом участке эпигенетичными углеводородами. По мере приближения к фоновой зоне вид кривой изменяется. В фоновой скв.УІ газ шорымской свиты по своей качественной характеристике не отличается от газа маастрихтского опорного горизонта.

Выше приведены лишь основные приемы качественного анализа распределения рассеянных углеводородных газов в опорных горизонтах, которые в комплексе с количественной оценкой газовых аномалий позволяют с большей достоверностью выбирать места заложения глубоких скважин на поисковых площадях, признанных перспективными.

РАЗДЕЛ III

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ ГОРИЗОНТАМ

Опытно-промышленное опробование методики геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений по опорным газометрическим горизонтам было проведено в ряде районов Советского Союза. Разработанные для нефтегазоносных районов Украины, Западного Казахстана и Средней Азии методические рекомендации проверялись на отдельных поисковых площадях (Х.Н.Азизханов, А.И.Анцифоров и др., 1971). Геохимические поиски были на Передельской и Веселогоровской площадях (рис.14), расположенных в зоне северных дислокаций Донбасса. Газонасыщенность пород в структурных скважинах до глубины 700 м изучалась по данным анализов промывочной жидкости и керна. Скважинами на обеих площадях вскрыты песчано-глинистые отложения антропогенного и неогено-палеогенового возраста, карбонатная толща верхнего мела, песчано-глинистые породы нижнего триаса, глины и аргиллиты с прослоями известняков и углей исавевской, горловской и верхней части алмазной свит карбона. Общая мощность вскрытых отложений 450-700 м (И.Г.Кеняг, А.П.Крылов и др., 1971).

Анализ распределения углеводородных газов по разрезу, в отдельных литолого-стратиграфических комплексах, позволил выявить зоны повышенных концентраций газов на Передельской площади, в районе скв. 6, 7, 9, 18 и 33, и на Веселогоровской площади, в районе скв. 47, 58, 59 (см. рис. 14). В качестве опорного геохимического горизонта была принята горловская свита среднего карбона. Горизонт этот весьма выдержан по мощности и литологическому составу.

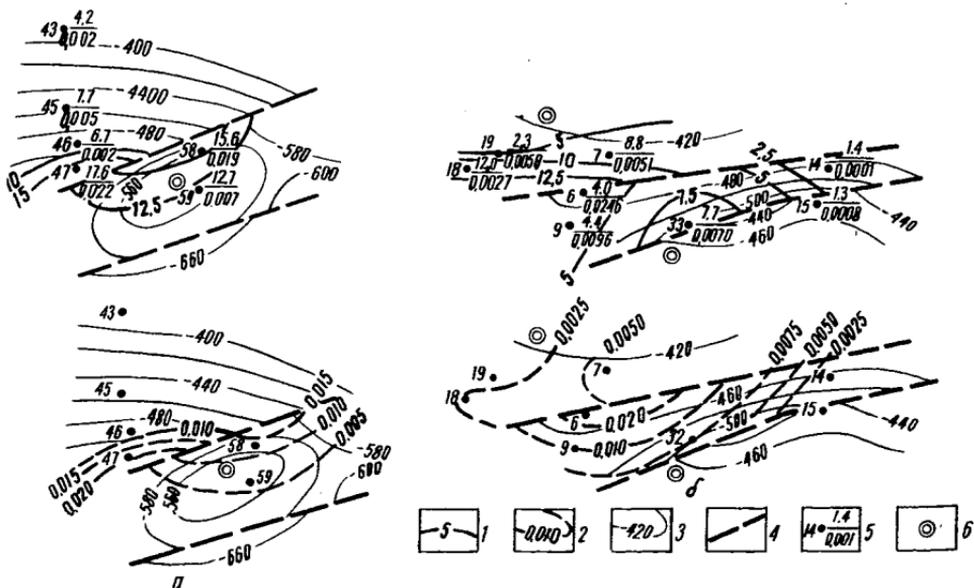


Рис. 14. Характеристика газонасыщенности горловской свиты среднего карбона в пределах Кондратовской (а) и Передельской (б) газовых аномалий по осредненным данным анализов керна: 1 - изогазы по метану; 2 - изогазы по сумме ТУ; 3 - изогипсы по известнякам M_5 ($С_2$); 4 - разрывные нарушения; 5 - структурно-геохимические скважины (в числителе - содержание метана, $см^3/кг$, в знаменателе - сумма ТУ $см^3/кг$); 6 - рекомендованные глубокие скважины

На Передельской площади контрастность газовой аномалии, установленной по данным исследования керна в породах горловской свиты (σ_2^7), составляет по метану 4,5, по сумме ТУ - 28. По данным анализа промывочной жидкости также фиксируется аномалия с контрастностью по метану, равной 3, по сумме ТУ - 2.

О связи выявленной на Передельской площади аномалии с газами глубинного происхождения косвенно свидетельствует наличие гелия, который был обнаружен только в аномалийных скважинах. Приуроченность газовой аномалии к установленным здесь разрывным нарушениям также подтверждает возможность подтока эпигенетичных газов в опорный горизонт. Анализ геологических данных показывает, что предполагаемое углеводородное скопление может быть приурочено либо к антиклинальной структуре, намечаемой по геофизическим данным к северу от разлома, либо к тектонически экранированным ловушкам к югу от него. На Передельской площади рекомендовано заложение двух глубоких поисковых скважин.

Контрастность Кондрашевской газовой аномалии (рис. 15), выявленной на Веселогоровской площади по данным исследования керна из той же горловской свиты (C_2^7), составляет по метану 2,6 по сумме ТУ - 5. По анализу промывочной жидкости газовая аномалия (определенная с учетом скорости проходки) имеет более узкую форму и приурочена к району скв. 58 и 59. Ее контрастность по метану составляет 7, по сумме ТУ - 3,3. Положение аномалийных скважин 47, 58, 59 вблизи разрывного нарушения и в сводовой части Кондрашевской антиклинали, установленной по геофизическим данным, а также присутствие гелия в скв. 47 доказывают существование здесь восходящего потока углеводородных газов. Об этом же свидетельствуют и повышенные концентрации тяжелых углеводородов в скв. 47 и 58 в приразломных зонах.

На основании полученных геохимических данных Кондрашевская структура была рекомендована к глубокому бурению. По результатам опробования первой поисковой скважины, пробуренной с учетом геохимических рекомендаций, на Кондрашевской площади были выявлены промышленные газовые скопления, приуроченные к горизонтам свиты C_2^3 башкирского яруса на глубине 1810-1840 м и свиты C_2^5 московского яруса на глубине 1175-1186 м.

ВНИИЯГ совместно с трестом Полтаванефтегазразведка, осуществлявшим структурно-картировочное бурение, провел детальные геохимические работы на Глинской площади, расположенной в северо-западной части Глинско-Розбышевского валлообразного поднятия, между Чижевской и Талалаевской структурами. По аналогии с Погарщинским месторождением предполагали, что здесь продуктивны отложения гермокарбона и среднего карбона. В пределах изучаемой площади была известна небольшая Андрейшевская структура.

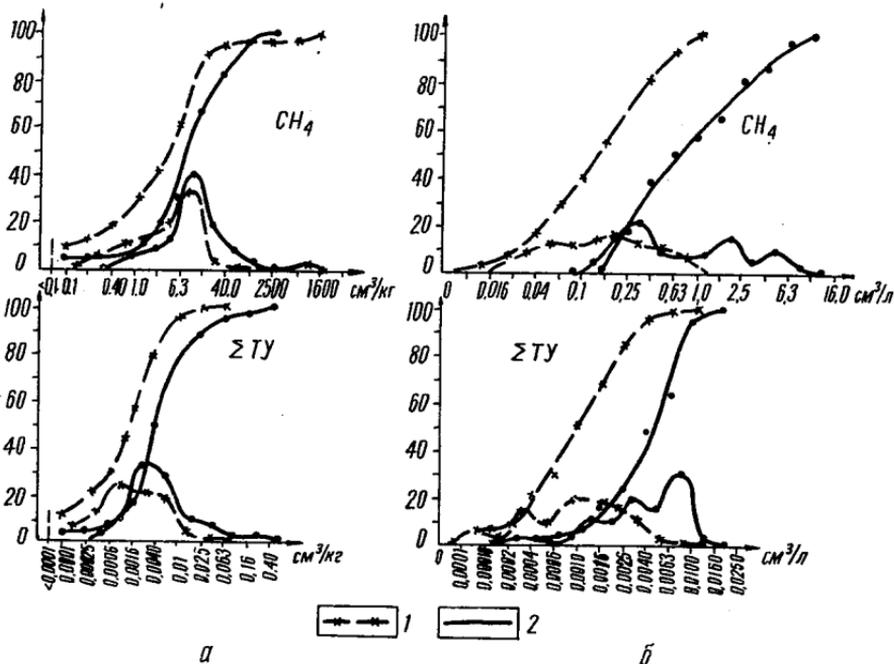


Рис.15.Графики газонасыщенности опорного горизонта в пределах Кондрашевской аномалии:
 а - по данным анализа керна: 1 - фоновые значения (скв.43, 45, 46, 50, число определений - 70); 2 - аномальные значения (скв.47, 58, 59, число определений - 40);
 б) по данным анализа промывочной жидкости: 1 - фоновые значения (скв.43, 45, 47, 50, число определений - 80); 2 - аномальные значения (скв. 58, 59, число определений - 38)

Были исследованы разрезы 13 структурно-картировочных скважин глубиной до 630 м. Скважинами вскрыты песчано-глинистые отложения антропогенного, неогенового, палеогенового возраста и карбонатно-мергельная толща верхнего мела (200 м). В керне и промывочной жидкости определялось содержание углеводородных газов, водорода, азота и гелия, кроме того изучалось органическое вещество пород и его битумоидная часть.

В результате исследований на Глинской площади установлено дифференцированное распределение углеводородного газа по разрезу и площади (рис.16). Повышенной газонасыщенностью характеризуются водоносные пески и песчаники каневско-монтских отложений палеогена, а также трещиноватые известняки маастрихтского яруса. Залегает эти

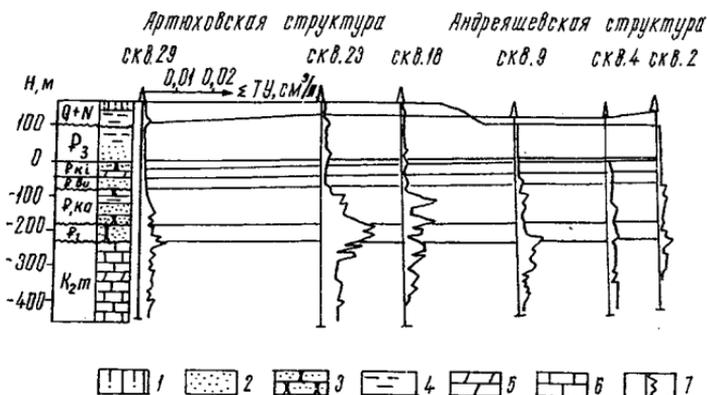


Рис. 16. Геолого-геохимический профильный разрез Глинской поисковой площади (по данным Г.А.Федорова):
 I - суглинки; 2 - пески; 3 - песчаники; 4 - глина;
 5 - мергели; 6 - мел; 7 - содержание тяжелых углеводородов в промывочной жидкости

породы в интервале глубин 250-450 м и перекрыты глинами каневского яруса. Аномально высокое содержание углеводородных газов установлено только в северной части площади, в районе Артыховской структуры (скв. 18, 20, 23). Названный выше стратиграфический интервал принят в качестве опорного газометрического горизонта. Приуроченная к Артыховской структуре газовая аномалия четко фиксируется как по метану, так и по его гомологам (рис. 17). При фоновой концентрации метана $0,004 \text{ см}^3/\text{л}$ его среднее содержание в аномальной зоне составляет $0,011 \text{ см}^3/\text{л}$; при фоновой концентрации суммы гомологов метана $0,0015 \text{ см}^3/\text{л}$, их средняя концентрация в аномальной зоне составляет $0,0062 \text{ см}^3/\text{л}$. Таким образом, контрастность аномалии по метану равна примерно 3, по ТУ - 4. Породы опорного горизонта характеризуются низким содержанием рассеянных битумоидов, в значительной мере окисленных ($\frac{\text{СБА}}{\text{ХБА}} > 1$). Горизонт выдержан по мощности и литологическому составу. Данные, изложенные выше позволили положительно оценить перспективность Артыховской структуры и рекомендовать ее к глубокому поисковому бурению. В 1971 г. при опробовании глубокой скважины К-30 из отложений нижнего карбона на Артыховской площади получен промышленный приток газа.

Геохимические работы на поисковой площади Кансу (Южный Мангышдак) выполнены Казгеофизтрестом в 1968 г. Площадь Кансу рас-

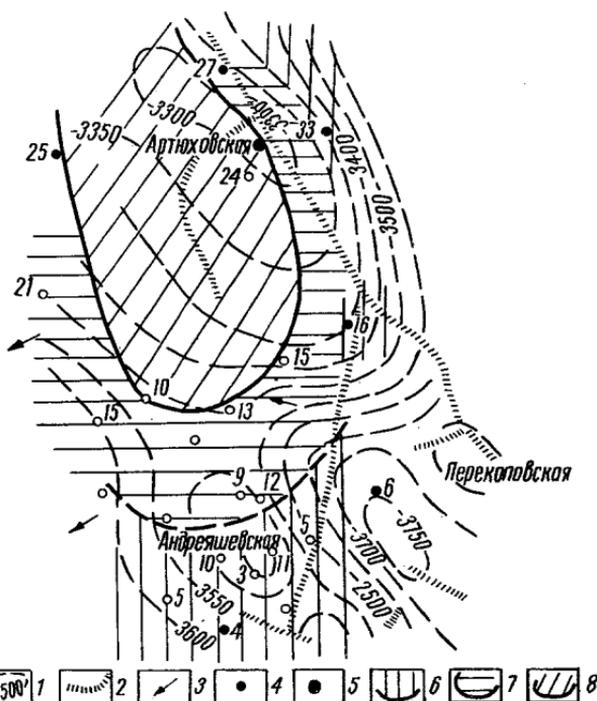


Рис. 17. Карта распределения тяжелых углеводородов в опорном горизонте на Глинской поисковой площади (Артоховское газовое месторождение) (по данным Г.А. Федорова):

1 - изогипсы реперного горизонта; 2 - установленные и предполагаемые разрывные нарушения; 3 - направление движения вод в палеогеновых отложениях; 4 - структурно-геохимические скважины; 5 - глубокая поисковая скважина, в которой получен промышленный приток газа; зоны с содержанием ТУ: 6 - $< 0,0025 \text{ см}^3/\text{л}$; 7 - от $0,0025$ до $0,004 \text{ см}^3/\text{л}$; 8 - $> 0,004 \text{ см}^3/\text{л}$

положена в Мангышлакско-Устьуртской зоне прогибов, на крайнем юго-востоке Кокумбайской тектонической ступени.

Ко времени постановки геохимических исследований, по геофизическим данным, здесь были выделены два куполовидных поднятия. Газокерновые исследования проведены по 4 структурным скважинам, пробуренным на северном куполе. Скважинами вскрыты верхние горизонты сеноманского яруса, сложенные глинами и песчаниками, а также карбонатный комплекс пород турон-датского возраста. Датские отло-

жения обнажены в своде структуры, а на крыльях перекрыты глинами палеогена. Общая мощность сенон-туронского комплекса около 400 м, датского - менее 100 м.

Распределение метана и суммы ТУ по разрезам, вскрытым скв.30 и 2I, показано на рис.18, где слева от ствола скважины приведены данные по анализам промывочной жидкости, справа - данные по анализам кернa. Начиная с низов датского яруса, в присводовой скв.2I отмечается большая газонасыщенность пород, чем в крыльевой скв.30. В сенон-туронских отложениях зафиксировано аномальное распределение углеводородных компонентов. Сенон-туронский комплекс отложений отвечает всем требованиям, предъявляемым к опорным газометрическим горизонтам.

При сравнении газонасыщенности пород опорных горизонтов на поисковой площади Кансу и площадях Жетыбай, Тасбулат и Сенек (табл. 3,4), где проводились методические работы, видно, что уровень средних концентраций газа на площади Кансу и на месторождениях практически одинаков.

Таблица 4

Величины концентраций ТУ в породах опорных горизонтов
на некоторых площадях

Название месторождения, площади	Среднее содержание ТУ, см ³ /кг	Относительная контрастность по ТУ
Тасбулат, газовое месторождение	0,0035	18
Жетыбай, нефтяное месторождение	0,0055	28
Сенек, заведомо непродуктивная структура	0,0002	-
Кансу, поисковая площадь	0,0063	32

Это же следует из эталонного графика (см.рис.10). Относительная контрастность газовой аномалии на площади Кансу, вычисленная по сумме ТУ, выше относительной контрастности, вычисленной по метану. Величины собственной контрастности аномалии площади Кансу приведены в табл.5.

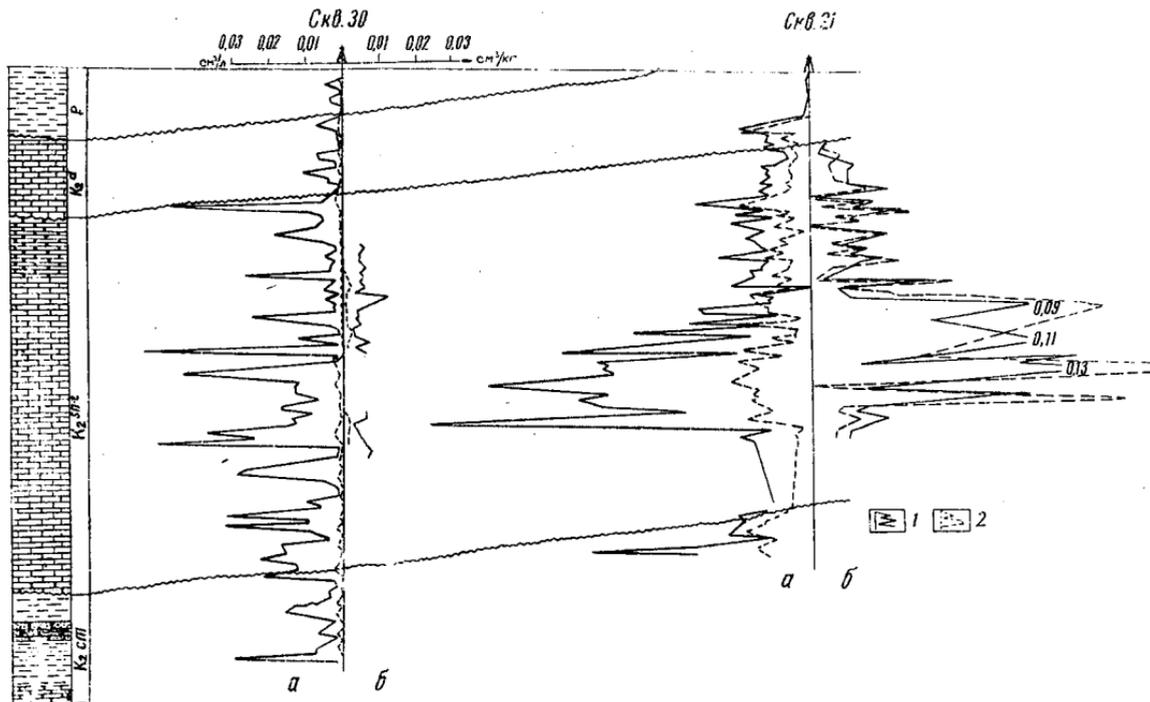


Рис. 18. Геолого-геохимический профильный разрез площади Кансу (по данным С.А. Досанова):

1 - содержание метана; 2 - содержание тяжелых углеводородов; а - по данным анализа промывочной жидкости; б - по данным анализа керна

Таблица 5

Величины собственной контрастности газовой аномалии
на площади Кансу по метану и ТУ

	Номер скважины	Среднее содержание в опорном горизонте, см ³ /кг	
		СН ₄	ТУ
Аномалия (свод)	17, 19, 21	0,021	0,016
Фон (крыло)	30	0,0044	0,00012
Контрастность		4,7	130

На основании приведенных данных площадь Кансу была рекомендована под глубокое поисковое бурение. В настоящее время Кансу является газовым месторождением. Более детально глубоким бурением охарактеризован южный свод. По результатам опробования скв.7 и 21 на северном своде установлено наличие газовой залежи, приуроченной к ярскому продуктивному горизонту I (келловой).

ВНИИЯГ проводились геохимические исследования на поисковой площади Маната (Мангышлак). Площадь располагается в пределах Южно-Бузачинской тектонической зоны. Геологической съемкой в масштабе 1:200000 здесь была закартирована антиклинальная структура. Структурными скважинами вскрыты отложения альба и сеномана, представленные глинами, песками и песчаниками. На размытой поверхности сеноманских пород залегает сенон-туронский карбонатный комплекс отложений, сложенных в нижней части мелкозернистыми известняками, в верхней - белым пясчистым мелом и мергелями. Его общая мощность 300 м. Сенон-туронские породы перекрыты известняками датского яруса или выходят на дневную поверхность.

Геохимические исследования проведены по результатам анализов кернa четырех структурных скважин. Проводились газометрические, битуминологические анализы и определение содержания C_{орг}. Альбские отложения на этой площади характеризуются несколько большими концентрациями метана и тяжелых углеводородов, чем на непродуктивной структуре Сенек, и меньшими, чем на месторождении Хетйбай (табл.6).

Породы сеноманского комплекса содержат углеводородные газы примерно в таком же количестве и такого же состава, что и альбские отложения. Содержание СН₄ составляет 0,0025 см³/кг, ТУ - 0,0007 см³/кг. В сенон-туронских отложениях концентрации газов не-

сколько снижаются: содержание CH_4 составляет $0,0018 \text{ см}^3/\text{кг}$, содержание $\text{ТУ} - 0,0003 \text{ см}^3/\text{кг}$. Почти таким же остается углеводородный фон в датских отложениях, где среднее содержание метана составляет $0,001 \text{ см}^3/\text{кг}$, $\text{ТУ} - 0,0003 \text{ см}^3/\text{кг}$.

Таблица 6

Содержание метана и ТУ , определенное по керну, для различных площадей

Название площади	Средние концентрации, $\text{см}^3/\text{кг}$	
	метан	ТУ
Сенек	0,0023	0,0002
Маната	0,0030	0,0010
Жетьбай	0,0085	0,0365

Таким образом, в пределах вскрытой части разреза на поисковой площади Маната отмечено постоянство газового углеводородного фона. То же самое можно сказать и о распределении газа по площади. Так, средние концентрации метана (в $\text{см}^3/\text{кг}$) в различных скважинах имеют следующие величины (табл.7).

Таблица 7

Номер скважины	Альбский ярус	Сеноманский ярус	Сенон-туронский комплекс отложений
К-18	0,0014	0,0008	0,0027
К-23	0,0005	0,0008	0,0050
К-21	-	-	0,0031
К-30	0,0059	0,0041	0,0028

Слабая дифференциация углеводородного поля по разрезам изученных скважин свидетельствует об отсутствии на Манате газовой аномалии. Средние концентрации газа здесь значительно ниже, чем на изученных месторождениях. Так, содержание метана в сенон-туронских отложениях на месторождении Жетьбай в 8 раз выше, чем на Манате, сумма $\text{ТУ} -$ в 18 раз.

На основании изложенного перспективность площади Маната для поисков нефти и газа оценена отрицательно. Последующим структурным

бурением здесь было установлено отсутствие антиклинальной структуры.

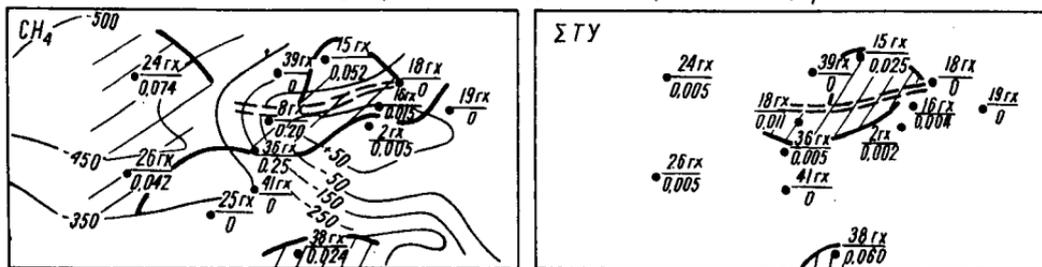
В Западном Узбекистане опробование методики детальных геохимических поисков было проведено на поисковой площадке Чукуркуль, расположенной на западном погружении Каганского выступа, осложняющего Бухарскую тектоническую ступень (Лукьянов С.И., 1973). Выявленная здесь структура по кровле известняков бухарского яруса представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, размерами 5,5х12 км. На западе Чукуркульская структура отделена малоамплитудным прогибом от Мамаджургатинского газового месторождения, к северо-западу от нее расположено Западно-Чукуркульское куполовидное поднятие. Геохимические работы проводились по 15 структурным скважинам глубиной 300-700 м одновременно с подготовкой площадки к глубокому бурению. Скважинами вскрыты отложения антропогена, неогена, палеогена и частично сенона. За исключением сульфатно-карбонатных отложений бухарского возраста, разрез представлен песчано-глинистыми породами. Газометрические исследования скважин проводились в основном по данным анализов промывочной жидкости.

В результате проведенных работ установлено, что рассеянные углеводородные газы распределяются неравномерно по площади и разрезу, их концентрации, рассчитанные по разности параметров входящего и выходящего раствора, изменяются от следов до десятых долей $\text{см}^3/\text{л}$. Требованиям, предъявляемым к опорным газометрическим горизонтам отвечают отложения бухарского и сенонского возраста.

Зона повышенных концентраций метана в бухарском опорном горизонте простирается вдоль разрывного нарушения, осложняющего северо-западное крыло Чукуркульской структуры, и продолжается в этом же направлении, захватывая Западно-Чукуркульское поднятие (рис.19), где породы характеризуются наибольшей газонасыщенностью. Аномалийное поле ограничено изогазой, соответствующей средней концентрации метана $0,01 \text{ см}^3/\text{л}$. Несколько повышенные концентрации метана в породах бухарского горизонта обнаружены в скв.38, расположенной южнее Чукуркульского поднятия.

Собственный углеводородный фон определен по данным скв.2, 18, 19, 25, 39, 41. Уровень этого фона несколько ниже регионального, рассчитанного для Учбаи-Каршинской флексурно-разрывной зоны по результатам исследований на площадях Восточный Кимерек и Каршинской. Величины собственной ($K_{\text{соб}}$) и абсолютной (K) контрастности

Бухарский опорный горизонт (Р, Вн)



Сенонский опорный горизонт (К₂ 5п)

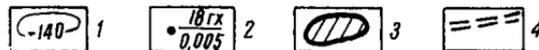
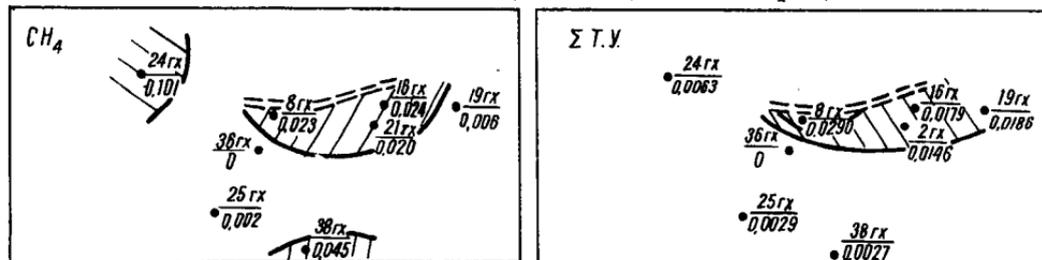


Рис.19. Карты распределения метана и ТУ в опорных горизонтах площади Чукуркуль (по данным С.И. Лукьянова):

1 - изогипсы подошвы глины эоцена; 2 - геохимическая скважина (в числителе - номер скважины, в знаменателе - газонасыщенность, см³/л); 3 - аномалийные зоны; 4 - разрывные нарушения

выявленных аномалийных полей, определенные с учетом собственного и регионального фона, приведены в табл.8.

Таблица 8

Величины собственной и абсолютной контрастности аномалий по метану и ТУ для отложений сенона

Номер аномалийной зоны	Название аномалийной зоны	Метан			Сумма ТУ		
		средние аномальные содержания, см ³ /л	К _{соб} (фон 0,003) см ³ /л	К (фон 0,005) см ³ /л	средние аномальные содержания, см ³ /л	К _{соб} (фон 0,003) см ³ /л	К (фон 0,007) см ³ /л
I	Чукуркульская	0,022	7	4	0,02	7	3
II	Западная Чукуркульская	0,101	33	20	-	-	-

Таблица 9

Величины собственной и абсолютной контрастности по метану и ТУ для бухарских отложений

Номер аномалийной зоны	Название аномалийной зоны	Метан			Сумма ТУ		
		среднее аномальное содержание, см ³ /л	К _{соб} (фон 0,001) см ³ /л	К (фон 0,005) см ³ /л	среднее аномальное содержание, см ³ /л	К _{соб} (фон 0,003) см ³ /л	К (фон 0,004) см ³ /л
I	Чукуркульская	0,028	28	6	0,018	6	4,5
II	Западная Чукуркульская	0,058	58	II	-	-	-

Концентрации тяжелых углеводородов, превышающие нижний аномалийный предел, установленный для Учбаш-Каршинской зоны, определены в двух скважинах, находящихся вблизи разрывного нарушения, осложняющего Чукуркульскую структуру, и в скв.38. Сенонский горизонт исследован меньшим числом скважин, однако характер распределения углеводородных газов и положение аномалийных полей в основном не изменяются.

Метановая аномалия, намеченная на поднятии Западный Чукуркуль по данным скв.24 и 26 в бухарском горизонте и по данным скв.24 в сенонских отложениях, позволяет положительно оценить перспективы этого участка исследованной площади. Промышленный приток газа (200 тыс.м³/сутки) получен на поднятии Чукуркуль.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт методических нефтегазопроисковых геохимических работ, проведенных на определенных месторождениях и заведомо непродуктивных площадях в различных геологических условиях, показывает, что над скоплениями нефти и газа в толще перекрывающих пород наблюдается неравномерное распределение рассеянных углеводородных газов, которые образуют аномалийные поля, приуроченные к определенным стратиграфическим интервалам разреза — опорным газометрическим горизонтам. Возникновение этих полей обусловлено главным образом процессами восходящей фильтрации глубинных флюидов, сопровождаемой латеральным перераспределением газов в верхних горизонтах разреза.

В тех случаях, когда газовые аномалии могут быть обнаружены на доступных для легкого структурного бурения глубинах (500-600 м), они служат основным критерием оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых площадей, что имеет большое значение для поисковых работ.

Выявленную на поисковой площади в первых 1-2 структурных скважинах углеводородную аномалию рекомендуется оконтуривать и исследовать с учетом условий залегания, литологической характеристики и физических свойств вмещающих пород (опорного горизонта).

Основным параметром для оценки значимости газовой углеводородной аномалии служит величина ее контрастности, т.е. отношение средней аномальной и фоновой газонасыщенности пород опорного горизонта. Контрастность аномалии может быть определена по величине концентрации отдельных углеводородных компонентов и по их сумме.

Показатели, выраженные соотношениями концентраций различных углеводородных компонентов, существенно дополняют характеристику газовых аномалий, с их помощью можно определять на площади места подтока глубинных газов к верхним горизонтам разреза, направление их латеральной миграции, а в отдельных случаях и трассировать

скрытые разрывные нарушения. Интересную дополнительную информацию о составе рассеянных газов, насыщающих опорный горизонт, дают графики соотношения углеводородных компонентов в сопоставлении с приведенными выше эталонными кривыми.

Эффект возрастания суммарных концентраций углеводородных газов с увеличением глубины вместе с ростом относительного содержания тяжелых компонентов в определенных условиях может иметь важное значение для поисков.

Уровень концентраций рассеянных газов и их состав, выраженный в качественных показателях, контролируются воздействием ряда геолого-геохимических факторов, свойственных конкретному геологическому району, поэтому комплекс поисковых геохимических показателей должен разрабатываться применительно к изучаемым районам на наиболее характерных месторождениях и заведомо непродуктивных структурах.

Приведенные в настоящей работе примеры промышленного опробования метода свидетельствуют о реальной возможности его широкого применения в различных нефтегазоносных областях с целью повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азизханов Х.Н., Анцыфоров А.И., Кондратов Л.С., Петренко М.Г., Старовойтов В.М., Строганов В.А. Комплексные нефтегазопоисковые геохимические исследования в районах Средней Азии и Западного Казахстана. Труды ВНИИЯГГ, вып.10, М., "Недра", 1971.

2. Антонов П.Л. Результаты исследований диффузионной проницаемости осадочных пород для углеводородных газов. В сб. "Геохимические методы поисков нефти и газа и вопросы ядерной геологии". Труды ВНИИЯГГ, вып.8, М., "Недра", 1970.

3. Антонов П.Л., Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Могилевский Г.А., Мусиченко Н.И., Поршнева Н.В., Строганов В.А. Теория и методика геохимических поисков нефти и газа. Труды ВНИИЯГГ, вып.10, М., "Недра", 1971.

4. Антошина И.Н., Васильева Л.Б., Кондратов Л.С. О влиянии литолого-петрографических особенностей пород и их битуминозности на распределение газообразных углеводородов по разрезу (на примере

скв.52 Северо-Голубовской площади УССР). Труды ВНИИЯГТ, вып.10, М., "Недра", 1971.

5. Гладнишева Г.А., Кениг И.Г., Кондратов Л.С., Петренко М.Г., Строганов В.А. Распределение рассеянных углеводородных газов в мезозойских и кайнозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. Труды ВНИИЯГТ, вып.10, М., "Недра", 1971.

6. Кениг И.Г., Крылов А.П., Левшунова В.П., Петренко М.Г., Тябина З.С. Результаты поисковых геохимических работ на Передельской и Веселогоровской площадях. Труды ВНИИЯГТ, вып.10, М., "Недра", 1971.

7. Кондратов Л.С. Значение некоторых качественных показателей при изучении рассеянных углеводородных газов. Труды ВНИИЯГТ, вып.16, М., "Недра", 1973.

8. Лукьянов С.И. Нефтегазописковые геохимические работы на площади Чукуркуль. Труды ВНИИЯГТ, вып.16, М., "Недра", 1973.

9. Рабутовский В.Б., Кениг И.Г. и др. Сравнительные данные о газонасыщенности пород при разных способах отбора керн. Труды ВНИИЯГТ, вып.8, М., "Недра", 1970.

10. Соколов В.А. Геохимия природных газов, М., "Недра", 1971.

11. Строганов В.А., Гальченко В.А., Петренко М.Г., Зубайраев С.Л., Кениг И.Г. Некоторые результаты разработки и опробования геохимических методов поисков нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. Труды ВНИИЯГТ, вып.16, М., "Недра", 1973.

12. Строганов В.А. Вопросы методики геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений по опорным газометрическим горизонтам. Труды ВНИИЯГТ, вып.16, М., "Недра", 1973.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Раздел I Возможности применения геохимического метода поисков нефти и газа по опорным газометрическим горизонтам.....	6
Раздел II. Выявление и количественная оценка газовых аномалий в опорных горизонтах.....	19
Раздел III. Опыт применения геохимического метода поисков нефти и газа по опорным газометрическим горизонтам.....	47
Заключение.....	60
Литература.....	61

МЕТОДИКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ В СТРУКТУРНЫХ СКВАЖИНАХ ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИ-
ЧЕСКИМ ГОРИЗОНТАМ. М., ВНИИОЭНГ, 1974.

Ведущий редактор Т.В.Тихомолова

Технический редактор Э.А.Кузнецова

Корректор Л.М.Королева

ВНИИОЭНГ № 6622	Подписано в печать 8/Х 1974г.	Т-17822
Формат 60х84 1/16	Печ.л. 4,0 Усл.печ.л. 3,72	Уч.-изд.л. 3,42
Тираж 1200 экз.	Цена 29 коп.	Заказ № 2519
ВНИИОЭНГ, Москва, ИИЗ162, Хавская, II		

Типография ХОЗУ Миннефтепрома
Набережная Мориса Тореза, 26/1

Цена 29 коп.

94764

Д4

42915