

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ  
(ВНИИЯГГ)

ДЕТАЛЬНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ  
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ РАБОТЫ  
ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ  
ГОРИЗОНТАМ



Москва 1975

Министерство геологии СССР  
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ  
(ВНИИЯГГ)

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ВНИИЯГГ  
Е. В. Карус  
30 декабря 1974 г.

ДЕТАЛЬНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ  
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ РАБОТЫ  
ПО ОПОРНЫМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ  
ГОРИЗОНТАМ  
(Методические указания)

1823

Отдел научно-технической информации

Москва

1975



УДК: 550, 84.553, 981/982

Методические указания освещают способы практического применения одного из методов геохимического комплекса - детальных поисков нефти и газа по опорным горизонтам, вскрываемым структурными скважинами на глубинах 200-600 м. Приводятся сведения о полевой аппаратуре и оборудовании, о приемах количественной и качественной оценки газовых аномалий, принципах геологической интерпретации получаемых данных.

Методические указания изложены в форме практического руководства для геологов и геохимиков, занимающихся поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений.

Составители: В.А.Строганов, И.Г.Кениг, М.Г.Петренко

# СО Д Е Р Ж А Н И Е

Предисловие .....	5
Принятые обозначения .....	7
I. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА .....	9
II. РАЗМЕЩЕНИЕ СТРУКТУРНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ СКВАЖИН, ОЧЕРЕДНОСТЬ, ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ .....	15
III. ОТБОР ПРОБ, ДОКУМЕНТАЦИЯ .....	21
IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА, ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ, ДЕГАЗАЦИЯ .....	36
V. КОНТРОЛЬ ЗА ПОЛЕВЫМИ РАБОТАМИ .....	39
VI. ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, РАЗРАБОТКА ИНФОРМАТИВНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ .....	41
VII. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ..	57
VIII. ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	65
Приложение I. Формы записи данных геохимических исследования .....	71
Приложение II. Таблицы расчета некоторых параметров ...	89
Литература .....	97

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Методические указания разработаны с целью широкого ознакомления работников геологоразведочных организаций с методикой, аппаратурой и некоторыми примерами применения геохимического метода поисков нефти и газа по опорным газометрическим горизонтам. Обобщен опыт многолетних исследований, проведенных во ВНИИГТ, а также в научных подразделениях геологоразведочных и геофизических организаций Украины, Казахстана, Узбекистана и Туркмении.

Геохимические нефтегазописковые методы впервые в СССР были предложены и применены в 1929 г. В.А.Соколовым [37], методы включают определение содержания углеводородных газов и битумоидов в коренных породах, подпочвенных отложениях, почвах и грунтовых водах, а также изучение микрофлоры, утилизирующей углеводороды.

Этапом становления и интенсивного развития методов — от первых опытных работ по определению возможностей их практического применения до широкого промышленного опробования (специализированная контора "Нефтегазосъемка") принято считать 1929—1952 гг. К концу сороковых годов из 47 площадей, на которых были выявлены газовые аномалии, 36 стали нефтяными и газовыми месторождениями.

По результатам приповерхностной газовой съемки выявлены такие месторождения, как Маштыгское на Апшеронском полуострове; Абинское, Свободненское — в Предкавказье; Курдюмское, Елшанское, Соколовогорское, Песчаный Умет, Мухановское — в Поволжье; Чернухинское — на Украине и т.д. В некоторых случаях газовые аномалии, рекомендованные по данным поверхностной съемки как перспективные, глубоким бурением не подтвердились.

С 1952 по 1962 гг. газовая съемка проводилась в небольших объемах по отдельным районам. Методика и техника газового каротажа достигли значительного развития. Вопросы теории методики и техники геохимических поисков с 1930 по 1962 гг. описаны в литературе В.А.Соколовым, Ю.М.Юровским, Г.Г.Григорьевым, Г.А.Могилевским и др.

В частности, В.А.Соколов еще в 1947 г., анализируя данные газового каротажа по шламу глубоких скважин, отмечал, что "на газокаротажной диаграмме более высокие концентрации газа в ряде случаев чередуются с пониженными". Вследствие указанных колебаний в концентрациях газов по разрезу необходимо строить газовые профили или площадные газовые аномалии по определенным пластам или горизонтам, сравнительно однородным по своим литологическим свойствам. Нарастание концентраций газа в каком-либо направлении свидетельствует о приближении к скоплению этого газа [40]. Сделанные им выводы основываются на данных газометрии скважин в Бойково-Кинзебулатовском районе Башкирии в 1942-1943 гг.

Разработка методики геохимических нефтегазопроисковых работ по опорным газометрическим горизонтам во ВНИИЯГТ ведется планомерно с 1963 г. За это время выполнен значительный объем методических исследований на известных месторождениях нефти и газа и заведомо непродуктивных площадях Украины, Белоруссии, Западного Казахстана, Туркмении, Западного Узбекистана, Таджикистана и в некоторых районах РСФСР. Количественное и качественное распределение рассеянных углеводородных газов в верхних горизонтах разреза изучено по керну и глинистому раствору многочисленных структурных скважин глубиной 300-600 м. Исследованы также глубокие поисковые скважины, вскрывшие продуктивные пласты.

На основании методических исследований разработаны поисковые геохимические показатели, учитывающие геологические особенности изученных районов. Промышленное опробование поисковых рекомендаций на площадях, охарактеризованных контрастными газовыми аномалиями в опорных горизонтах, показало высокую эффективность метода. Так были открыты газовые месторождения Кондрашевское и Артыховское на Украине, Кансуна Мангышлаке и Чукуркуль - в Западном Узбекистане.

Последующими поисковыми работами подтверждена также отрицательная оценка перспектив площадей Маната (Мангышлак) и Восточный Ербент (Центральная Туркмения).

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

Прямые геофизические методы поисков нефтяных и газовых месторождений, получающие в последние годы все большее развитие, могут принести лучшие результаты при комплексном применении с нефтегазопроисковой геохимией. Они должны проводиться главным образом одновременно с рекогносцировочными приповерхностными геохимическими работами, что повысит достоверность разрабатываемых поисковых рекомендаций.

#### ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $H$  - глубина скважины, при которой порция промывочной жидкости достигает забоя, м;
- $H_I$  - глубина скважины, при которой производится отбор промывочной жидкости, м;
- $T_{вн}$  - время движения фиксированной порции промывочной жидкости от отстойника до забоя скважины, с, мин;
- $T_{отст}$  - время подъема порции промывочной жидкости от забоя до устья скважины, мин, с;
- $T_n$  - время перерыва циркуляции, мин, с;
- $T$  - время полного цикла обращения промывочной жидкости, мин, с;
- $T_i$  - момент достижения при бурении расчетной глубины забоя, ч, мин;
- $U_n$  - скорость проходки, м/ч;
- $D$  - диаметр долота или обсадной колонны, мм, дюйм;
- $d$  - наружный диаметр бурильных труб, мм, дюйм;
- $d_1$  - внутренний диаметр бурильных труб, мм, дюйм;
- $Q$  - производительность насоса, л/с;
- $E$  - объем промывочной жидкости, в котором ассимилировалась единица объема выбуренной породы,  $dm^3/dm^3$ ;

- $P$  - вес образца породы, из которого десорбировался газ, кг;
- $q$  - объем промывочной жидкости, из которого десорбировался газ, л;
- $c$  - содержание газа в об.%, полученное с хроматографа;
- $V_1$  - объем газа, извлеченного из пробоотборника с образцом, см<sup>3</sup>;
- $V_i$  - объем газового компонента, приходящийся на единицу веса породы или единицу объема промывочной жидкости, см<sup>3</sup>/кг, см<sup>3</sup>/л;
- $\Delta V_i$  - приращение газонасыщенности промывочной жидкости, см<sup>3</sup>/л;
- $V_n$  - газонасыщенность единицы объема или веса выбуренной породы при расчете по промывочной жидкости, см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>, см<sup>3</sup>/кг;
- $\bar{V}$  - осредненное по ограниченному массиву данных содержание газового компонента в см<sup>3</sup>/кг или см<sup>3</sup>/л, вместо точек обозначается индекс массива данных ( $\bar{V}_{\text{фон}}$ ,  $\bar{V}_{\text{плоч.}}$ ,  $\bar{V}_{\text{аном.}}$  и т.д.);
- $C_1$  - метан;
- $C_2$  - этан;
- $C_3$  - пропан;
- $UV$  - сумма всех углеводородов - от метана до гексана;
- $TU$  - сумма всех углеводородов - от этана до гексана.

Детальные геохимические нефтегазопроисходительные работы базируются на известных положениях о существовании ореолов рассеянных углеводородных газов в толще осадочных пород, перекрывающей нефтегазовые скопления [9,37,38 и др.].

Во многих публикациях подробно рассмотрен вопрос об условиях формирования непрерывного газового ореола над залежами, образуемого восходящим диффузионным потоком. В дальнейшем было показано, что при мощности перекрывающих отложений около 2000 м и коэффициенте диффузии  $10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$  время установления практически стационарного потока газов в приповерхностных слоях достигает I миллиарда лет, что существенно превышает возраст нефтегазосодержащих пород. В практике газосъемочных работ П.Л. Антоновым [3-6] предложено использовать так называемые фронтальные концентрации газа, обусловленные нестационарным диффузионным газовым потоком, т.е. такие концентрации, которые обнаруживаются с помощью современных высокочувствительных приборов.

Исследования по глубоким скважинам, вскрывающим залежи нефти и газа, показывают, что непрерывные ореолы рассеянных углеводородных газов с весьма высокими их концентрациями в породах действительно существуют и могут быть прослежены в непосредственно перекрывающих залежь отложениях на высоту 150-1000 м.

Рассматривая распределение рассеянных углеводородных газов по разрезам глубоких скважин, исследователи давно обратили внимание на неравномерный характер газонасыщения пород. Это явление, впервые отмеченное, по данным газового каротажа, для продуктивных частей разреза, особенно четко фиксиру-

ется 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. аномально высокие концентрации газов приурочены к отдельному пласту или литологической пачке и могут быть прослежены по площади месторождения. Образование таких аномалий трудно 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 тех случаях, когда мы имеем дело с такими практически однородными по физическим свойствам и литологическому облику породами, как, например, плиоценовая красноцветная толща Западной Туркмении. Различное, некоррелируемое распределение газов по разрезу, наблюдаемое в двух соседних тектонических блоках на месторождении, также свидетельствует не в пользу диффузионной природы 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 [ 48 ]. И действительно, в большинстве случаев наиболее контрастные газовые аномалии в верхних частях разреза были обнаружены на месторождениях, осложненных 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 возможны перетоки 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.

В моменты тектонических подвижек образуются системы трещин, соединяющие водоносный пласт либо с дневной поверхностью, либо с перекрывающим 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. Часть растворенных углеводородных газов, вследствие резкого перепада давлений, 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 продолжают длительное время и после того, как окажется залеченной проводящая система сбросовых трещин и разрывное нарушение вновь обретет экранирующий характер.

Таким образом, в тектонически активных областях газовые углеводородные аномалии, приуроченные к верхним горизонтам разреза, формируются в два этапа: первый — кратковременный пульсационный этап восходящей фильтрации глубинных пластовых флюидов по трещинам разрывных нарушений и их латеральное проникновение в коллекторский пласт; второй — длительный этап фильтрационного и диффузионного газообмена между газонасыщенным пластом-коллектором и перекрывающими (подстилающими) горизонтами.

Сохранность сформированных газовых аномалий зависит от многих причин. К основным могут быть отнесены гидродинамическая и гидрохимическая обстановка в разрезе, характер залегания газомещающих отложений, литологическая изменчивость

пород — особенно в направлении их восстания и простираения от пункта вероятного подтока глубинных флюидов, физические параметры (пористость, проницаемость, микротрещиноватость, газовая емкость, диффузионные свойства) коллекторских и контактирующих с ними слабопроницаемых пород.

Таким образом, при 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 поисков площадей геохимическими методами приобретают значение опорных газометрических горизонтов.

Наилучшие условия для длительного существования образовавшихся газовых аномалий складываются в обстановке затрудненного газовообмена, при 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.

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 Предкавказья, Средней Азии и Западного Казахстана, вскрываемые структурными скважинами при геохимических нефтегазопроисловых работах. Собственный углеводородный фон этих пород в некоторых случаях настолько велик, что существенно превышает газонасыщенность других горизонтов верхней части разреза.

По мере развития нефтегазопроисловых геохимии, выяснения ее задач и возможностей в различных геологических условиях, все точнее определялось и ее место в 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 только и 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 разбраковки выявленных геофизическими методами антиклинальных структур по степени их перспективности, в том числе не вполне достоверных, 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: смещения свода поднятия, погребенных антиклиналей, недоброкачественного опробования горизонтов и т.д. - прекращение разведочных работ на некоторых поисковых площадях могло оказаться преждевременным. Сравнительно небольшой объем геохимических работ позволит определить из числа этих площадей наиболее перспективные 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 др.), 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 ставятся гидрогазобиохимическая и газовая съемка по водоисточникам и неглубоким (20-100 м) скважинам, по результатам 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 обязательно на тех площадях, где по геофизическим данным предполагается наличие антиклинальных структур. В этих случаях более эффективна постановка непосредственно детальных геохимических поисков с небольшим объемом структурного бурения.

На основании изучения миграции газов в толще пород и накопленного опыта методических исследований, и опорным газометрическим горизонтам предъявляются следующие требования.

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. 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 при соблюдении изложенных выше требований содержит рассеянные углеводородные газы в широком диапазоне концентраций.

В случае отсутствия в разрезе поисковой площади газовых аномалий, опорные горизонты не выделяются, а изучаемая площадь не рекомендуется к глубокому бурению. При этом предполагается, что геохимическим исследованиям была обеспечена достаточная глубинность, т.е. структурными скважинами вскрыты те отложения, по которым на месторождениях данного района зафиксированы аномалийные газовые поля.

В зависимости от глубины структурных скважин в исследу-

емом 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.

## II. РАЗМЕЩЕНИЕ СТРУКТУРНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ СКВАЖИН, ОЧЕРЕДНОСТЬ, ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

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 спорные горизонты в пунктах их наибольшего приближения к дневной поверхности и на участках максимального (с учетом технических возможностей бурового станка) погружения. На поисковых площадях, характеризуемых, по данным геофизических работ, антиклинальным строением, структурно-геохимические скважины располагаются по перекрещивающимся профилям — поперек и вдоль простирания складки.

В зависимости от размеров структуры в первую очередь разбуриваются I-В поперечных профили, 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 I-В, между профилями — в пределах 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 вкост простирания пластов, с выходом в направлении их восстания за пределы предполагаемой зоны выклинивания регионально продуктивных отложений. При экранирующих разломах отдельные профильные скважины выносятся за разрывное нарушение.

На антиклинальных структурах в первую очередь бурятся I-2 скважины в сводовой части, при этом пробы керн и промывочной жидкости отбираются по всему разрезу до технической доступной глубины. Газ, извлекаемый из керн и бурового раствора, должен оперативно поступать на анализ, чтобы к моменту завершения этих скважин сложилось представление о газонасыщенности разреза и можно было выделить стратиграфические интервалы с повышенными концентрациями углеводородных газов. Последующие скважины должны вводиться в бурение с такой очередностью, чтобы постепенно оконтурить выявленную газовую аномалию, при этом особое внимание следует обращать на более полный отбор проб из установленных опорных горизонтов. В соответствии со структурными особенностями изучаемой поисковой площади глубины всех последующих скважин задаются с таким расчетом, чтобы наиболее представительный опорный горизонт был вскрыт на максимально возможную мощность.

Вышеописанная схема оконтуривания газовой аномалии в опорном газометрическом горизонте позволяет избежать лишних затрат на структурное бурение, что особенно важно при смещении 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.

Технология бурения скважин включает способ и режим бурения, конструкцию скважин, способ очистки забоя, а равно и предупреждение возможных осложнений при этом. Тип бурового станка выбирается в зависимости от проектируемых глубин скважин, которые на поисковых площадях определяются по данным методических исследований. Вскрываемые при газометрии породы в большинстве своем относятся к породам мягким, средней крепости, реже - к твердым. Поскольку источниками информации при газометрии скважин служат промывочная жидкость и керн, применяется вращательный способ бурения. Очищают забой прямой циркуляцией промывочной жидкости с поверхности земли. Применяют стационарные, передвижные или самоходные установки.

При бурении на глубины до 500 м наиболее широкое применение в настоящее время нашли самоходные буровые установки

УРБ-ЗАМ, в которых буровая колонна вращается при помощи ротора и ведущей трубы, обеспечивающих непрерывную подачу долота на длину ведущей трубы [10].

Начальный диаметр бурения, мм	- 190
Конечный диаметр (при газометрии), мм	- 112, 146
Диаметр буровых труб, мм	- 60, 73
Длина ведущей трубы, м	- 9,8
Скорость вращения ротора, об/мин	- 110, 190, 314
Проходное отверстие ротора, мм	- 250

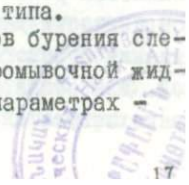
Для промывки наиболее часто применяется насос II-ГР, производительность 5 л/с.

Выбор конструкции скважин основывается, как и обычно при структурно-картировочном и структурно-поисковом бурении, на геологических и тектонических факторах. Дополнительно при бурении для газометрических целей в конструкции скважин следует предусмотреть конечный диаметр скважины не менее 112 мм; направляющую трубу для крепления устья скважины и отвода промывочной жидкости в желоб и отстойник. Труба должна быть поднята от земли на 1,5-2 м и иметь длину, необходимую для перекрытия неустойчивых пород. В отдельных случаях целесообразен кондуктор для перекрытия верхней части ствола скважины при наличии зон поглощения, водопоявления и горизонтов, содержащих сингенетичные углеводородные газы.

Рабочий режим должен сочетать параметры, при которых достигаются как наиболее высокие скорости бурения, так и наиболее качественные показатели газометрии скважин.

Учитывая то, что газонасыщенность промывочной жидкости прямо пропорциональна количеству выбуренной породы (см. IV), при проходке сплошным забоем (долотом) предпочтительно использовать скоростные режимы. Однако механическая скорость проходки не должна превышать 30 м/ч. Повышение выхода керна и сохранение в нем углеводородных газов достигается применением двойных колонковых снарядов. В этом случае рекомендуется режим, применяемый при эксплуатации снарядов этого типа.

При выборе оптимальных для газометрии режимов бурения следует исходить из возможно минимальных расходов промывочной жидкости, необходимой для очистки забоя при данных параметрах осевой нагрузки и скорости вращения долота.



1823

Промывка скважин. В процессе газометрии промывочная жидкость служит источником информации о газонасыщенности пород, поэтому к ней предъявляются дополнительные требования. Для промывки скважины применяются вода или глинистые растворы на водяной основе. Вода и глина, идущие на приготовление промывочной жидкости, предварительно анализируются на углеводородные газы.

Источник водоснабжения выбирают до начала бурения, используя данные водногазовой съемки. Если таковая в районе исследований не проводилась, необходимо на топографической основе отметить источники водоснабжения, из которых предполагается брать воду для технических нужд, и обследовать их на углеводородные газы от метана до гексана включительно, изомеры бутана и пентана, этилена и пропилена. Из неуглеводородных газов определяют содержание  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2$ , He, Ar,  $CO_2$  и  $H_2S$ . Водоёмы, в которых не были обнаружены углеводородные газы и  $H_2S$ , либо содержание углеводородов не превышало нижнего предела чувствительности газоаналитической аппаратуры, признаются годными и вода из них используется для приготовления промывочной жидкости. Техническая вода берется из строго определенных мест.

Из водозаборки систематически отбираются контрольные пробы для выяснения степени загрязнения воды углеводородными газами. Чтобы исключить заражение воды углеводородными газами, от двигателя водозаборки желательно устанавливать обратный клапан (система предложена Е.М.Кутузовым). Клапан свободно открывается при закачке воды и закрывается в случае остановки двигателя (рис.1). В качестве промывочной жидкости категорически запрещается употребление глинистых растворов на соляровой и нефтяной основе, добавка нефтепродуктов, смазочных материалов и органических добавок, а также глинистых растворов, оставшихся после бурения других скважин. Запрещается использование водозаборки под транспортировку горюче-смазочных материалов, старых глинистых растворов и других жидкостей. Из добавок к промывочной жидкости разрешается применять только УЩР. Резьбовые соединения бурового инструмента обрабатываются графитовой смазкой. Для сбора и удаления смазки, капающей с ротора, во избежание загрязнения ею промывочной жидкости, под ротором (рис.2),

должен быть укреплен щиток с отводом и резиновым шлангом, предложенный А.С.Медведевым и Д.С.Коробовым [21].

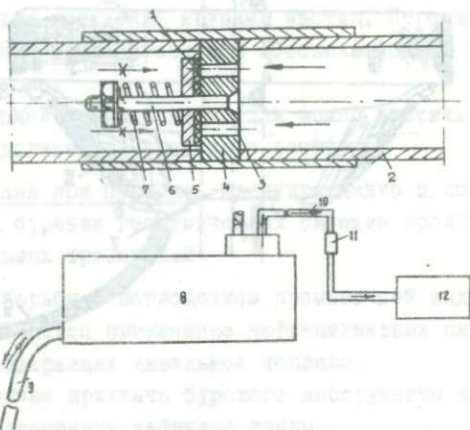


Рис.1. Схема обратного клапана и место установки его на автоводозаку

1 - прорезиненная прокладка; 2 - труба; 3 - отверстие; 4 - седло; 5 - тарелка; 6 - шток; 7 - пружина; 8 - емкость; 9 - всасывающий шланг; 10 - нагнетательная (вакуумная линия); 11 - обратный клапан; 12 - двигатель автоводозаку.

При газометрических исследованиях желательно пользоваться бентонитовой глиной и пресной водой. Необходимо определять минерализацию технической воды, идущей на приготовление промывочной жидкости.

При газометрии очень важно, чтобы давление столба промывочной жидкости значительно не превышало пластового давления в водоносных горизонтах, вскрываемых скважиной. В противном случае инфильтрация исключает получение объективной информации.

В нормальных условиях следует применять глинистые растворы с минимальной вязкостью, водоотдачей и статическим напряжением сдвига. Это способствует созданию оптимальных условий для газометрии. При проходке горизонтов, в которых

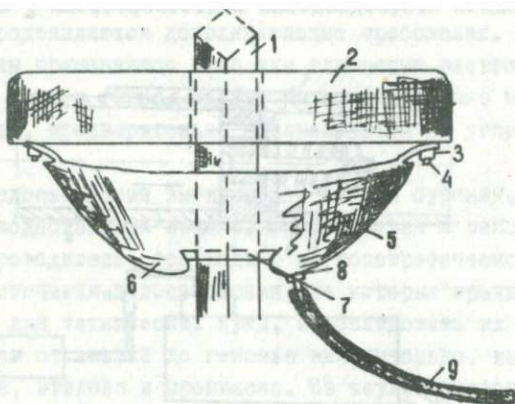


Рис.2. Защитный козырек к станине ротора бурового агрегата

1 - квадрат; 2 - станина; 3 - гайка для крепления; 4 - болт приваренный к станине ротора; 5 - защитный козырек; 6 - желоб для слива смазочных жидкостей; 7 - отверстие для квадрата; 8 - отводной штуцер; 9 - резиновая сливная трубка.

предполагается поглощение промывочной жидкости, необходимо повысить вязкость раствора и увеличить статическое напряжение сдвига. Перед подъемом и при спуске бурового инструмента нужно интенсивно промывать скважину. Продолжительность промывки в каждом конкретном случае определяется в зависимости от глубины скважины, характера проходимых пород, состояния скважины и качества глинистого раствора. Необходимо контролировать параметры промывочной жидкости: удельный вес, вязкость, водоотдачу, толщину глинистой корки, статическое напряжение сдвига, содержание крупных частиц выбуренной породы, не удерживающихся во взвешенном состоянии, - количество частиц не должно превышать 4%.

Очистка и дегазация промывочной жидкости. Выходящая промывочная жидкость, очищенная от крупных частиц в желобной системе и потерявшая часть газа при естественной дегазации, по-

ступает в емкость и служит входящим глинистым раствором. Эпизодически в этот раствор добавляются порции свежеприготовленного раствора и химреагенты (УЩР). Приемлемые условия достигаются при длине желоба не менее 20 м, снабженного перегородками для осаждения крупных частиц. Перепады между звеньями смонтированной системы обеспечат более полную дегазацию раствора.

Еще большей степени дегазации можно достичь, применяя специальные дегазаторы входящего раствора.

Осложнения при бурении. Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении геохимических скважин производится с учетом следующих требований:

1. Для борьбы с поглощением промывочной жидкости категорически запрещается применение нефтецементных смесей, а также смесей, содержащих дизельное топливо.

2. В случае прихвата бурового инструмента категорически запрещается применять нефтяные ванны.

### Ш. ОТБОР ПРОБ, ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пробы промывочной жидкости отбираются при бурении скважин. Интервал и частота отбора определяются техническим заданием. В опорном горизонте необходимо отбирать не менее 10-20 проб глинистого раствора, в среднем через 3-5 м проходки.

Каждой пробе промывочной жидкости, отобранной на выходе из скважины, должна соответствовать проба на входе. Разность содержания в них углеводородных и других газов характеризует поступление этих газов из разбуриваемых пород. Синхронность проб промывочной жидкости, входящей и выходящей из скважины, обеспечивается привязкой их к глубине. Объем проб определяется объемом газа, необходимого для анализа на применяемых газоанализаторах. Как установлено практикой, объем каждой пробы промывочной жидкости, отобранной на входе и выходе, должен составлять не менее 1,5 л (0,5 л х 3). В газе, извлеченном из промывочной жидкости, определяют содержание угле-

водородных компонентов (от метана до гексана включительно, изомеры бутана и пентана, этилен, пропилен) и неуглеводородных компонентов ( $N_2$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $H_2$ , He, Ar).

Пробоотборниками для промывочной жидкости [ I5 ] служат обычные бутылки 0,5 л, снабженные резиновыми пробками. Применяют также резиновую пробку с отверстием, сквозь которое проходит стеклянная или металлическая трубка диаметром 5-7 мм; нижний ее конец находится под обрезом пробки, а верхний с отрезком вакуумной резиновой трубки, с зажимом Кохера (рис.3) - выступает на 2,5-3 см.

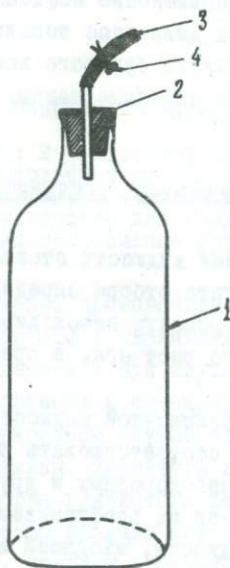


Рис.3. Общий вид пробоотборника  
1 - пробоотборник; 2 - пробка со  
штуцером; 3 - каучуковая трубка;  
4 - зажим.

Подготовка пробоотборников. Бутылки должны быть хорошо промыты, пропарены и выборочно проверены на чистоту анализом отобранного из них воздуха на приборе, на котором будут проводиться газовые анализы.

В контрольных пробах на чистоту, составляющих примерно 10% всех проб, определяются те же углеводородные компоненты, что и в пробах глинистого раствора. Содержание углеводородных газов в пробах на чистоту не должно превышать нижнего предела чувствительности газоаналитической аппаратуры.

Вакуумировать пробоотборники лучше на скважине или на базе партии. Для этого пробоотборник присоединяют к вакуумному насосу (насос Комовского или ВН-46I). В систему включается вакуумметр. Остаточное давление в сухих бутылках не должно превышать 1-2 мм р.ст. [ II ]. Можно вакуумировать одновременно по нескольку пробоотборников. В этом случае собирается специальная гребенка с отводами, к которой присоединяются бутылки и вакуумметр (рис.4).

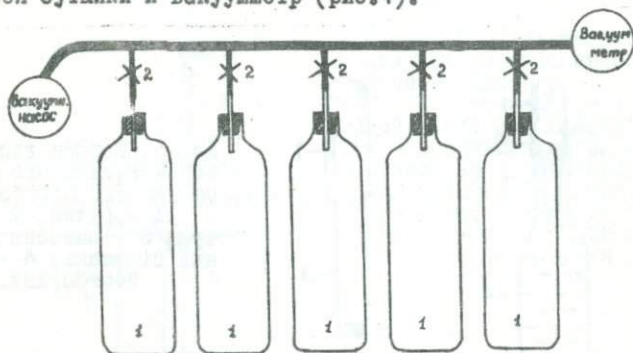


Рис.4. Схема вакуумирования пробоотборников  
(по Н.Т.Зайкину)

I - пробоотборник; 2 - зажим.

Вакуумированные пробоотборники должны быть проверены на герметичность. Для этого их отключают от насоса и наблюдают за поведением стрелки вакуумметра. Если в течение 10 минут стрелка заметно не отклонится, бутылки закрывают зажимами и отключают от системы. В противном случае нужно найти место подтока воздуха, обеспечить герметичность и вакуумирование повторить.

Пробы промывочной жидкости, выходящей из скважины, отбираются в одном строго определенном месте желоба, из средней части потока, как можно ближе к устью скважины, при соблюдении правил техники безопасности. При отборе проб в вакуумированные бутылки в промывочную жидкость опускают трубку и открывают зажим. Жидкость заполняет пробоботборник почти полностью. После заполнения бутылки вакуумную трубку вновь перекрывают зажимом, герметизируя пробу. Затем вакуумную трубку вынимают из промывочной жидкости, отверстие закрывают заглушкой, зажим Кохера снимают, а устройство для отбора в чистой емкости с водой заменяют обычной резиновой пробкой.

При использовании невакуумированных бутылок, их погружают в промывочную жидкость так, чтобы горлышко полностью покрывалось жидкостью. После заполнения бутылки ее вынимают из желоба, ставят горлышком кверху и специальным шаблоном (рис.5) вытесняют излишек промывочной жидкости.

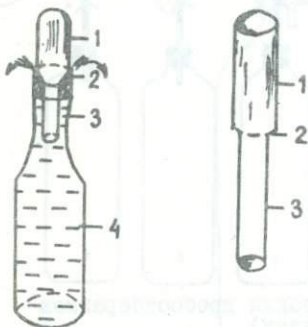


Рис.5. Шаблон для вытеснения глинистого раствора (по Д.С.Коробову)  
1 - ручка; 2 - уступ; 3 - вытеснительный стержень; 4 - пробоботборник.

Шаблон - удлиненная деревянная пробка с зауженным нижним концом (диаметром 14 мм) - должен обеспечивать стандартный воздушный зазор в бутылке (15-20 мм). Раствор выдавлен, - шаблон вынимают, бутылку быстро закрывают резиновой пробкой. При герметизации пробы боковая поверхность пробки отжимается концом ножа для выпуска воздуха, в противном случае пробка, особенно при транспортировке, не удержится

в бутылке<sup>I</sup>. Отбор в невакуумированные бутылки может применяться при бурении на вязких глинистых растворах.

Пробы входящей промывочной жидкости отбирают из приемного чана у хrapка насоса: нужно строго фиксировать место отбора и применять бутылки с пробками, через которые пройдет шнурок. Закрыв бутылки пробкой со шнурком, их ставят на подставку-тройник (рис.6). Свободные концы шнурков, пропущенных в пробки, привязывают к ручке подставки. Подставку-тройник с бутылками опускают в промывочную жидкость у хrapка насоса и за шнурки вынимают пробки из бутылок, которые заполняются промывочной жидкостью.

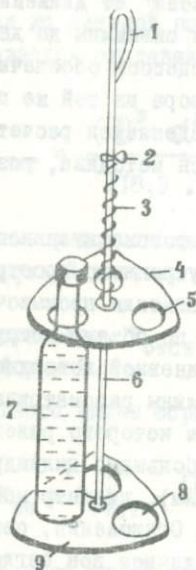


Рис.6. Подставка-тройник для отбора проб промывочной жидкости

1 - ручка; 2 - упорный винт; 3 - пружина; 4 - подвижная опорная пластина; 5 - отверстие для бутылки; 6 - осевой стержень; 7 - пробкоотборник; 8 - гнездо для дна бутылки; 9 - нижняя донная пластина.

<sup>I</sup> Способ предложен Д.С.Коробовым и широко используется при работах в Нижнем Поволжье [21].

Тройник вынимает из приемного чана после того, как прекратится пробулькивание воздуха из бутылок. Пробы герметизируют, не освобождая бутылки из тройника. Затем бутылки освобождают от подставки-тройника и обмывают в чистой воде. Наиболее представительны пробы, отобранные из нагнетательной линии, после грязевого насоса. Следует соблюдать единство методики отбора проб на входе и выходе.

Документация проб промывочной жидкости оформляется сразу после отбора. Проба снабжается этикеткой (форма 2) и записывается в журнал (форма 3,4, приложение I).<sup>1</sup> При перевозке проб на базу партии их сопровождают описью.

Привязка проб к глубине. Полный цикл обращения промывочной жидкости складывается из времени ее движения от отстойника до забоя скважины и от забоя скважины до дневной поверхности. Учет длительности этих процессов обеспечивает отбор проб входящего и выходящего раствора из той же порции промывочной жидкости. Полный цикл определяется расчетным и индикаторными методами. Ниже приводится методика, разработанная для газового каротажа [55].

Расчетный метод. Исходя из производительности буровых насосов, по известному объему внутреннего пространства буровых труб вычисляется время движения промывочной жидкости от устья к забоя скважины, а по объему затрубного пространства скважины — от забоя к дневной поверхности.

Затрубное пространство скважины рассматривается как геометрически правильное тело, объем которого равен разности объемов двух цилиндров: диаметр большего цилиндра равен диаметру долота (или обсадной колонны), диаметр меньшего — наружному диаметру буровых труб. Отклонения, связанные с деформацией стенок скважины и наличием зон поглощения раствора, при этом не учитываются. Все исходные и расчетные данные записываются по форме 5 и заносятся в журнал отбора проб по форме 4.

---

<sup>1</sup> Все формы сведены в приложение I.

Время, необходимое на движение жидкости от отстойника до забоя скважины  $T_{\text{вн}}$ , вычисляется по формуле

$$T_{\text{вн}} = \frac{d_1 \cdot H}{118,5 \cdot Q} \text{ мин,} \quad (1)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$d_1$  - внутренний диаметр бурильных труб, дюйм;

$Q$  - производительность насосов, л/с;

118,5 - переводной коэффициент

$T_{\text{вн}}$  записывают в графу II формы 4 и графу 7 формы 5.

Время, необходимое для подъема порции промывочной жидкости от забоя до дневной поверхности, в практике газового каротажа называется отставанием  $T_{\text{отст}}$  и вычисляется по формуле:

$$T_{\text{отст}} = \frac{(D^2 - d^2) \cdot H}{118,5 \cdot Q} \text{ мин,} \quad (2)$$

где  $D$  - диаметр долота или обсадной колонны, дюйм;

$d$  - наружный диаметр бурильных труб, дюйм

Время отставания  $T_{\text{отст}}$  записывают в графы I2 формы 4 и 5, графу 8 формы 5.

Время полного цикла обращения промывочной жидкости  $T$  равно:

$$T = T_{\text{вн}} + T_{\text{отст}} = \frac{d_1^2 + D^2 - d^2}{118,5 \cdot Q} \text{ Н мин.} \quad (3)$$

Время полного цикла обращения промывочной жидкости записывают в графу I3 формы 4 из графы 9 формы 5.

При перерывах в циркуляции прибавляется время перерывов  $T_{\text{п}}$  (графа I0, форма 4). Последние, в частности, имеют место при наращивании штанг. Время достижения скважинной нужной глубины (графа 5), время прекращения циркуляции  $T_{\text{п}}$  (графа 9-10) и время отбора пробы (графа I4) также заносит в журнал по форме 4.

Время движения жидкости от отстойника до забоя  $T_{\text{вн}}$  и от забоя до дневной поверхности  $T_{\text{отст}}$  для наиболее ходовых при газометрии скважин диаметров бурильных труб и долот приведено в таблицах I-4 приложения П<sup>I</sup>. При ступенчатой конфигурации скважин отставание вычисляется по участкам, а результаты складываются.

**П р и м е р.** Требуется определить отставание глинистого раствора при  $Q = 25$  л/с,  $d = 5''$ .

I участок:  $D_I = 13 \frac{3}{4}''$ ;  $H = 150$  м;

II участок:  $D_{II} = 9 \frac{5}{8}''$ ;  $H = 1400$  м;

III участок:  $D_{III} = 7 \frac{3}{4}''$ ;  $H = 900$  м.

Отставание по участкам:

$$T_I = \frac{(13 \frac{3}{4}''^2 - 5''^2) \cdot 150 \text{ м}}{118,5 \cdot 25} = 7,1 \text{ мин};$$

$$T_{II} = \frac{(9 \frac{5}{8}''^2 - 5''^2) \cdot 1400 \text{ м}}{118,5 \cdot 25} = 27,4 \text{ мин};$$

$$T_{III} = \frac{(7 \frac{3}{4}''^2 - 5''^2) \cdot 900 \text{ м}}{118,5 \cdot 25} = 12,2 \text{ мин};$$

$$T_{\text{отст}} = T_I + T_{II} + T_{III} = 7,1 + 27,4 + 12,2 = 46,7 \text{ мин.}$$

**Индикаторный метод.** Для определения отставания перед навинчиванием квадрата при полностью спущенном инструменте внутрь бурильных труб опускают индикатор, не мешающий бурению. Обычно пользуются мелко нарезанными кусочками целлофана. Фиксируют начало циркуляции глинистого раствора с индикатором и момент появления его в желобе (индикатор обнаруживается в желобе при помощи сита). Время движения индикатора от забоя к устью скважины определяется как разность между общим временем  $T$ , прошедшим с момента начала движения индикатора в буровых трубах до появления его в желобе, и временем, затраченным на его движение внутри буровых труб  $T_{\text{вн}}$ .

<sup>I</sup> Все таблицы сведены в приложение П.

от устья до забоя, которое рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{отст}} = T - T_{\text{вн}}$$

Описанный метод определения отставания считается контрольным. Он применяется через 50-100 м проходки.

Производительность  $Q$  буровых насосов может быть определена расходомером или путем измерения времени заполнения определенной емкости (таблица 5), а также расчетным методом. При использовании расчетного метода производительность насоса определяется по формулам: [ 10 ]

а) для насоса одинарного действия

$$Q = \frac{\pi D_n^2 \cdot S \cdot n \cdot m \cdot k}{240} \text{ л/с};$$

б) для насоса двойного действия

$$Q = \frac{\pi (2D_n^2 - d_m) \cdot S \cdot n \cdot m \cdot k}{240} \text{ л/с},$$

где  $D_n$  - диаметр поршня, дм;

$d_m$  - диаметр штока, дм;

$S$  - длина хода поршня, дм;

$n$  - количество циклов бурового насоса в минуту;

$m$  - число цилиндров насоса;

$k$  - коэффициент наполнения, зависящий от ряда причин, в среднем равный 0,8.

Для расчета можно использовать таблицу 6.

**П р и м е р.** Поскольку время достижения забоя входящим раствором невелико - при глубине скважины  $H = 500$  м оно около 3 мин, а скважина за это время углубится незначительно (при скорости  $I$  м/ч - на 5 см), глубина, при которой отбирается проба входящего раствора, фиксируется как глубина отбора. От момента взятия пробы на входе рассчитывается время, необходимое для циркуляции промывочной жидкости по системе отстойник-забой-дневная поверхность. По истечении этого времени, если не было перерывов циркуляции промывочной жидкости, отбирают пробы на выходе.

Предположим, скважина достигла глубины 500 м в 10 ч 00 мин. Время отбора входящего раствора 10 ч 00 мин. При  $d_1 = 1,73$ " (44 мм) и  $Q = 8,5$  л/с, время продвижения жидкости внутри буровых труб составит

$$T_{\text{вн}} = \frac{d_1^2 \cdot H}{118,5 \cdot Q} = \frac{(1,73)^2 \cdot 500}{118,5 \cdot 8,5} = 3,6 \text{ мин.}^I$$

а время подъема жидкости от забоя до дневной поверхности при  $D = 5,20$ " (132 мм),  $d = 2,37$ " (60,8 мм)

$$T_{\text{отст}} = \frac{(5,20^2 - 2,37^2) \cdot 500}{118,5 \cdot 8,5} = 26 \text{ мин.};$$

тогда время полного цикла равно

$$T = T_{\text{вн}} + T_{\text{отст}} = 3,6 + 26 = 29,6 \text{ (30) мин.}$$

Таким образом, отбор пробы, по расчетным данным, следует производить в 10 ч 30 мин. При прекращении циркуляции этот срок отодвинется на соответствующий отрезок времени. Например, на наращивание штанг ушло 5 мин, следовательно, отбор отодвигается до 10 ч 35 мин. Если в промежуток между отбором проб входящего и выходящего раствора вклинились спуско-подъемные операции, отбор проб не производится. Если необходимо рассчитать, насколько углубится скважина за время движения промывочной жидкости по трубам, пользуются формулой:

$$H = H_1 + U_{\text{п}} T_{\text{вн}},$$

где  $H$  — глубина, при которой порция промывочной жидкости достигает забоя скважины, м;

$H_1$  — забой, при котором производился отбор промывочной жидкости, м;

$U_{\text{п}}$  — скорость проходки, м/ч;

$T_{\text{вн}}$  — время, необходимое на движение жидкости по буровым трубам.

<sup>I</sup> Расчеты можно вести по таблицам I-4.

В практике газового каротажа, как правило, привязка проб к глубине производится после их отбора. Так, зная глубину скважины в момент отбора выходящего раствора  $H$ , скорость проходки  $U_{\Pi}$  и время отставания  $T_{отст}$ , рассчитывается глубина скважины, при которой порция выходящего раствора проходила забой:

$$H = H_1 - U_{\Pi} T_{отст}$$

Отбор проб керна с герметизацией на поверхности. В первых 1-2 структурно-геохимических скважинах, как правило, осуществляется сплошной отбор керна; после выбора опорных газометрических горизонтов керна отбирается преимущественно из них. Образец породы на газовый анализ весом 400-700 г отбирают сразу после подъема керна на дневную поверхность и извлечения его из колонковой трубы. Образец быстро очищают от глинистого раствора стерильным ножом, закладывают в стеклянную банку 0,5 л и герметизируют: закрывают металлической крышкой с резиновым кольцом-прокладкой. При отборе в стеклянные банки плотных, сцементированных пород (песчаники, известняки, мергели и др.), во избежание раскалывания банок во время перевозки, их необходимо заполнять породой до отказа. Образец документируют непосредственно после отбора и герметизации, снабжают этикеткой (форма 1), записывают в журнал (форма 4), копию этикетки выдарывают на металлической крышке. При транспортировке образцов их сопровождают описью.

Отбор образцов керна для определения физических свойств пород [ I 2 ]. Для исследования физических свойств пород образцы керна отбираются из опорных газометрических горизонтов. Отбор производят послойно с учетом литологического облика пород. В литологически однородных горизонтах образцы отбирают через 5 м проходки, керна - в виде цельных кусков длиной 120-150 мм. Свежий керна очищают от глинистого раствора чистым ножом (но не обмывают), обертывают марлей, парафинируют и снабжают этикеткой. После застывания парафина образец заворачивают в чистую оберточную бумагу, надписывают копию этикетки, помещают в ящик и перекладывают бумагой, ветошью или каким-нибудь другим сухим и чистым материалом (стружки и т.д.). Необходимую документацию образца заносят в журнал

отбора, форма журнала 4, а в ящик с образцами вкладывают  
опись.

Отбор образцов керн для геохимической характеристики  
органического вещества [ 12 ]. В первых 1-2 геохимических  
скважинах образцы керн для изучения органического вещества  
отбираются по всему разрезу. После выбора опорных горизон-  
тов - преимущественно из них. Образцы отбирают из каждой ли-  
тологической разности пород. Если мощность пласта менее од-  
ного метра - одна проба, при значительной мощности пласта -  
отбор через 1 м. Если цвет породы из одной литологической  
пачки не одинаков, пробу следует брать из каждой разности  
отдельно.

Очищенный от глинистого раствора чистым ножом керн  
(весом не менее 300 г) снабжают этикеткой и упаковывают в  
плотную бумагу (парафинирование не допускается). Хранить про-  
бу можно не более 5-10 суток в прохладном месте. При более  
длительном хранении возможны химические изменения битумои-  
дов - потеря легких компонентов, окисление.

Все аналитические определения, связанные с изучением  
органического вещества, можно проводить только в стационар-  
ных лабораториях. Образцы, поступающие на анализ, просма-  
тривают под люминесцентной лампой, тщательно обкалывают с по-  
верхности и дробят. В дробленых пробах определяют  $C_{орг}$  и  
битуминозность люминесцентным методом.

После массовых определений  $C_{орг}$  и битуминозности пород  
комплектуют представительную пробу для химико-битуминологи-  
ческого исследования и хроматографического анализа масляной  
фракции.

Представительная проба должна характеризовать каждую  
геохимическую зону в разрезе скважины, т.е. комплекс одно-  
возрастных пород с единой литолого-фациальной характерис-  
тикой и однотипным распределением органического вещества и  
битумов. Вес такой пробы, в зависимости от битуминозности  
пород, установленной люминесцентным методом, составляет от  
2 до 5 кг.

В приложении I дана форма журнала 4 и этикетки I для  
образцов, отобранных на определение органического вещества.

Отбор керна для литолого-петрографических исследований [ I1, I2 ]. Керн отбирают в основном из опорных горизонтов послойно. В литологически однородных толщах — через каждые 5 м. Длина образца 15–20 см. На образце необходимо отмечать верх и низ. В описании указывают характер контактов отдельных слоев (согласное или несогласное). Каждый образец снабжают этикеткой (форма I) и упаковывают в бумагу, на которой повторяют все данные, указанные в этикетке.

Проверка чистоты аппаратуры и оборудования и сроки хранения проб. Все оборудование, применяемое для отбора и транспортировки проб, должно быть чистым. Перед работой посуду моют, кипятят и пропаривают. Для проверки чистоты бутылок и банок из них откачивают пробы воздуха (аналогично отбору проб газа на анализ) и определяют содержание углеводородных газов, которое не должно превышать нижней пороговой чувствительности применяемой аппаратуры. Число проб на чистоту должно составлять не менее 10% от общего количества применяемых пробоотборников.

Вода и глина, взятые для приготовления глинистого раствора, также проверяются на отсутствие углеводородных газов.

Время хранения образцов керна от отбора до дегазации не должно превышать 3 суток, при этом керн нужно хранить в прохладном месте. Время хранения отобранной пробы газа при минимальном объеме подкисленной затворной жидкости (менее 1/3 объема газа) — не более 2 суток. При работе с геохимической станцией керн дегазировать следует непосредственно после отбора.

Документация проб при газометрии скважин и других исследованиях. Правильный отбор и первичная документация являются весьма важными операциями геохимических исследований. Тщательность их проведения определяет качество всех дальнейших исследований. Отбор проб и первичную документацию должны проводить лица, прошедшие специальную подготовку. Сведения аккуратно заносят в специальные журналы, не допуская подчистки и пользования резинкой. Если необходимо внести исправление, ранее написанное зачеркивается и уточненные данные пишутся сверху.

Данные газометрии скважины по промывочной жидкости и керну вносят в специальный журнал, составленный по форме 4; бутылка снабжается этикеткой (форма 2), образцы керна - по форме 1.

Описание пород следует проводить непосредственно после извлечения керна из колонковой трубы и герметизации образцов на газовый анализ. КERN описывают послойно с указанием мощности каждого выделенного слоя в метрах, номера образца и вида анализа. В дальнейшем описание керна дополняют и уточняют, используя результаты изучения породы в шлифах, данные механического и химического анализа (форма 19).

В литологическое описание породы в каждом интервале бурения нужно включить название и цвет породы, текстуру и структуру, степень уплотненности, наличие пор, каверн, трещин, их расположение и размеры, а также наличие включений, примазок, органических остатков, фауны, кристаллов пирита, конкреций, гальки и другие особенности породы, такие, как карбонатность, влажность, характер цемента, условия залегания данного слоя, характер контакта со смежными слоями.

Пользуются 10-12-кратной лупой и 10%-ной соляной кислотой.

Отобранные на газовый анализ образцы керна снабжают этикетками (форма 1). Если образец помещен в банку с металлической крышкой, на ней надписывают (выцарапывают) район работ, номер скважины, интервал отбора образца и его номер.

Этикетки для проб, отобранных с целью определения физических свойств пород, геохимической характеристики органического вещества, а также для литологических исследований, составляются также по форме 1.

По данным описания керна и стандартного каротажа составляют разрез скважины (колонку), в котором указывают вынос керна и интервалы отбора проб. Описание керна и разрезы дублируют, один экземпляр оставляют на месте работ, второй передают куратору для контроля за правильностью отбора проб керна и промывочной жидкости.

Транспортировка проб. Бутылки с пробами ставят вверх дном в специальные ящики с ячейками. Во всех случаях тран-

спортируемые пробы следует плотно и тщательно перекладывать бумагой. В каждый ящик необходимо вложить опись упакованных в него проб (образцов) и указать, для каких видов анализа они предназначены.

Оборудование для эпизодического отбора образцов керна и проб промывочной жидкости, в расчете на одну скважину глубиной 600 м, интервал отбора 5 м

Бутылки 0,5 л, шт.	300	Ножницы, шт	2
Пробки № 16, кг	3,5	Марля, м	10
Банки 0,5 л, шт	100	Бумага (крафт), кг	15
Станок для закрывания крышек, шт	3	Клей канторский (фл.)	2
Крышка металлическая к 0,5 л банкам, шт	120	Шпагат, кг	5
Резиновая прокладка к металлическим крышкам, шт	120	Парафин, кг	2
Журнал документации, шт	2	Целлофан цветной, кг	1
Этикетка для образцов керна	300	Ареометр АГ-1	1
Этикетка для проб промывочной жидкости	750	Вискозиметр СПВ-5	1
Бачек для воды на 20 л,	2	Отстойник ОМ-2	1
Насос "Шинца",	1	Карандаш простой	6
Ведро, шт	3	Кастрюля 3 л, шт	3
Будильник	1	Нож, шт	2
Секундомер	1	Бочка, 200 л	2
		Ящик с ячейками для бутылок	15
		Электроплитка, шт	2
		Электрокипятильник, шт	2

При отборе проб промывочной жидкости в вакуумированные бутылки дополнительно необходимо:

Каучук полувакуумный, кг	6
Штуцер медный, шт	300
Насос ВН-46I или насос Камовского	1
Заглушка стеклянная, шт	300
Сверло для пробок (набор)	1

## IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА, ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ. ДЕГАЗАЦИЯ

Для извлечения газа из керна, промывочной жидкости или воды применяется термовакuumный метод дегазации. Образцы керна дегазуются на полевом дегазационном приборе - ПДП, а пробы промывочной жидкости и воды - на приборе ГВЗ. Устройство и принцип работы приборов описаны в инструкциях [ II, I2, 56 ].

При использовании ПДП и ГВЗ главное - установить оптимальные температурные условия дегазуемых сред. На основании опыта работ, проведенных во ВНИИЯГТ, образцы керна, пробы промывочной жидкости и воды рекомендуется нагревать до 60°C.

Перед работой дегазаторы должны быть проверены на чистоту, герметичность и отсутствие растворенных газов в запирающем солевом растворе. Все полученные данные записываются в журнал дегазации проб, а также в сводную ведомость.

Для каждого прибора ведется свой дегазационный журнал и сводная ведомость (формы 6, 9, 8, II). Извлеченные пробы газа снабжают этикетками (формы 7, IO). В помещении, в котором дегазуются пробы, запрещается хранить горюче-смазочные материалы. Воздух там должен быть чистым. При вероятности загрязнения необходимо отбирать и проверять пробы воздуха на чистоту.

При термовакuumной дегазации на ПДП, образцы могут быть подвергнуты более полной обработке химическим методом или путем механического дробления. Эти виды дегазации рекомендуются в стационарных лабораториях.

Анализ газа. Широкий диапазон концентраций рассеянных газов в верхней части разреза осадочных пород вызывает необходимость применения комплекса газоанализаторов. До настоящего времени для анализа углеводородных и неуглеводородных газов широко применялись хроматографы с детектором по теплопроводности (ПХ-2, УХ-I и др.). Микроконцентрации углеводородных газов определялись на хроматографе "Геохимик". Пламенно-ионизационный детектор этого прибора обладает линейной

зависимость в широком диапазоне концентраций - от  $2 \cdot 10^{-6}$  до  $1 \cdot 10^{-2}$  об.%. Прибор "Геохимик" разработан специально для анализа углеводородных газов в стационарных и передвижных лабораториях [ 12 ].

Используются и универсальные хроматографы с детекторами обоих типов: УХ-2М, ЛХМ-8МД и др. Приборы рассчитаны на определение предельных углеводородов - от метана до гексана включительно, изомеров бутана, пентана и непредельных углеводородов, а также неуглеводородных газов. Универсальные хроматографы УХ-2 и ЛХМ-8МД позволяют определять содержание углеводородных компонентов в газовой смеси от  $10^{-6}$  об.% до десятков процентов. Разделение углеводородов в газовой смеси достигается применением газоадсорбционной и газожидкостной хроматографии, а разделение неуглеводородных газов - использованием газоадсорбционной хроматографии.

Для определения микроконцентраций гелия применяют модернизированный гелиевый течеискатель (ПТИ-7) с чувствительностью  $10^{-4}$  об.%.

Работы на перечисленной аппаратуре выполняются по методикам, изложенным в соответствующих инструкциях [ II, 12 ].

Расчет газонасыщенности керна и промывочной жидкости.

Результаты анализа газа выражаются в объемных процентах, относительно объема анализируемой смеси. Для определения газонасыщенности породы или промывочной жидкости в расчете на единицу веса или объема применяется следующая формула:

$$V_i = 10 \frac{V_1 \cdot C}{P \text{ (или } Q)} \quad (I)$$

где  $V_i$  - объем газового компонента на 1 кг породы или 1 л жидкости,  $см^3/кг, см^3/л$ ;

$V_1$  - объем десорбированного газа,  $см^3$ ;

$C$  - данные, полученные при анализе газа на хроматографе в об.%;

$P$  - вес образца породы, из которой десорбирован газ, кг;

$Q$  - объем раствора, из которого десорбирован газ, л.

Состав углеводородной части навлеченного из породы или раствора газа принято оценивать по процентному содержанию компонента относительно суммы всех углеводородных компонентов. Чаще всего используется процентное содержание метана или суммы  $TU$  относительно суммы  $УВ$ .

Полученные данные записывают в результативный журнал (форма 12, 13).

Газонасыщенность выбуренной породы может быть рассчитана и по промывочной жидкости, при учете параметров бурения, по формуле:

$$V_n = E \cdot \Delta V_i, \quad (2)$$

где  $E$  - количество промывочной жидкости, в котором ассимилировалась единица объема выбуренной породы (в газовом каротаже - коэффициент разбавления). Величина  $E$  - функция параметров бурения:

$$E = k \frac{Q}{U_n(D^2 - d_1^2)}, \quad (3)$$

где  $Q$  - производительность насоса, л/с;

$U_n$  - скорость проходки, м/ч;

$D$  - диаметр долота, дюйм;

$d_1$  - внутренний диаметр колонковой трубы или диаметр керноотборной камеры, дюйм;

$k$  - коэффициент соразмерности, равный  $7,2 \cdot 10^3$ .

В случае непрерывного бурения или при малом выходе керна достаточно учитывать только диаметр долота.

$\Delta V_i$  - приращение газонасыщенности промывочной жидкости, на единицу ее объема (определяется по разности между газонасыщенностью раствора на выходе и входе, в см<sup>3</sup>/л раствора).

Газонасыщенность выбуренной породы  $V_n$  при принятой размерности выразится в см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup> породы.

## У. КОНТРОЛЬ ЗА ПОЛЕВЫМИ РАБОТАМИ

При полевых геохимических работах периодически проверяется их соответствие утвержденной программе (проекту), а также соблюдение требований принятой методики детальных геохимических поисков. Контроль возлагается на специально назначенную комиссию (включающую специалистов различного профиля). Проверка проводится по следующим направлениям.

1. Обеспеченность полевой геохимической партии необходимым оборудованием и аппаратурой.
2. Выполнение методических требований на всех этапах полевых и аналитических работ.
3. Соответствие применяемой системы размещения структурно-геохимических скважин поставленным поисковым задачам в конкретной геологической обстановке.
4. Обоснованность выбора опорных газометрических горизонтов.
5. Качество выполнения полевых работ:
  - а) отбор проб, их герметизация (частота отбора, привязка к глубине, своевременность и качество консервации);
  - б) условия хранения и транспортировки проб;
  - в) сроки хранения проб керна и промывочной жидкости - от момента отбора до дегазации, газ - от дегазации до анализа (форма I4).
6. Качество дегазации:
  - а) каждый дегазатор проверяется на чистоту, данные заносятся в таблицу (форма I5);
  - б) по журналам проверяется ежедневность проверок дегазаторов на герметичность; отсутствие такой проверки является достаточным основанием для отбраковки соответствующей серии проб;
  - в) проверяется кондиционность затворной жидкости, для извлечения растворенного воздуха дегазируется систематически.

7. Газоаналитическая аппаратура должна работать в режиме, соответствующем паспортным данным. Точность измерения концентраций газа в объемных процентах оценивается:

а) по совокупности повторных анализов калибровочной смеси (форма I6); определяются дисперсия и среднеквадратичное отклонение в определении каждого газового компонента;

б) по двойным и многократным анализам 10% газовых проб; определяется среднеквадратичное отклонение по схожести парных замеров концентраций углеводородных и неуглеводородных компонентов;

в) по параллельным измерениям на разных приборах 5% газовых проб; определяются дисперсия, абсолютное и относительное среднеквадратичные отклонения (форма I7).

8. Выборочно проверяются все расчетные операции (для 5% проб).

9. Проверяется наличие необходимой геологической документации:

а) описания образцов керна;

б) каротажных диаграмм со стратиграфической разбивкой;

в) сводных геолого-геохимических разрезов обследованных скважин.

По результатам проверки составляется акт, содержащий заключения по всем перечисленным пунктам и оценочные таблицы.

В целях обеспечения кондиционности получаемых геологических материалов сотрудники полезных партий осуществляют оперативный контроль по следующим пунктам.

1. Содержание углеводородных газов в воде (промывочной жидкости) до начала бурения и при приготовлении новой порции раствора (пробы отбираются из отстойника).

2. Содержание углеводородных газов в воде из емкости для ее хранения. Пробы отбираются систематически, через 10 дней, а также при вероятности загрязнения.

3. Содержание углеводородных газов в воде из водозащиты. Пробы отбираются при каждом 5-ом привозе и при вероятности загрязнения.

4. Содержание углеводородных газов в глинистом растворе из глиномешалки. Пробы отбираются при приготовлении новых порций глинистого раствора.

5. Чистота<sup>I</sup> дегазаторов ГЭЭ и ПДП проверяется перед началом работ на новом объекте (скважина, площадь), после каждой 20-ой пробы и проб с высокими содержаниями углеводородных газов.

6. Проверка чистоты банок для отбора образцов керна (каждая десятая).

7. Проверка чистоты бутылок для отбора промывочной жидкости (каждая десятая, а также после отбора проб с высоким содержанием углеводородных газов).

8. Чистота воздуха помещения для дегазации проверяется перед началом работы и через каждые 15 дней.

Перечисленные в п.п. 1-8 данные сводятся в отдельные таблицы (форм 15 и 18).

## У1. ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, РАЗРАБОТКА ИНФОРМАТИВНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Комплекс поисковых геохимических показателей, учитывающий конкретные геологические условия, разрабатывается на основании методических исследований, проводимых на типичных нефтегазовых месторождениях изучаемого района, а также заведомо непродуктивных площадях (структурах), на которых отсутствие залежей установлено глубоким бурением. Структурно-геохимические скважины располагаются на месторождениях по выше

---

<sup>I</sup> "Чистота" - термин, определяющий отсутствие загрязнения объекта проверки углеводородными газами.

описанной системе с таким расчетом, чтобы осветить распределение рассеянных газов в верхних горизонтах разреза как в контуре нефтегазоносности, так и за его пределами. Отдельный мощный пласт или литологическая пачка, характеризующиеся повышенной газонасыщенностью пород и отвечающие всем основным требованиям, принимаются за опорный газометрический горизонт и в дальнейшем особенно тщательно исследуются во всех скважинах.

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

Анализ газа, извлеченного из керна и промывочной жидкости, на наличие и состав углеводородов от  $C_1$  до  $C_6$  включительно; сероводорода, водорода, углекислоты, гелия и других неуглеводородных газов; определение  $C_{орг}$  и карбонатности, битуминозности (в том числе ХБА, СБА), эффективной пористости и проницаемости пород.

Кроме того, по отдельным интервалам разреза рационально определять химический состав битумоидов и процент растительной детритной органики в шлифах для установления природы  $C_{орг}$ . На основании данных газометрии скважин строятся схемы корреляции геохимических разрезов, на которых показывается распределение метана и суммы его гомологов по всем исследованным отложениям. С целью изучения газонасыщенности вскрываемых отложений в связи с их структурным положением, тектоническими и стратиграфическими особенностями строятся по 2-3 основным направлениям геолого-геохимические профильные разрезы, которые должны пересекать аномалийное поле и выходить за его пределы. На профилях наносятся литологическая характеристика пород, их газонасыщенность (метан и сумма  $C_2$ ), содержание органического вещества, в том числе битумоидов, а также выделяются опорные газометрические горизонты. Характер распределения рассеянных газов по изучаемой площади показывается на картах газонасыщенности опорного горизонта, которые строятся на соответствующей структурной основе (кровля или подошва опорного горизонта) в линиях равных концентраций отдельных газовых углеводородных компонентов (изога-

зах). Количественная и качественная оценка газовых аномалий, выявляемых в опорных газометрических горизонтах при методических исследованиях на месторождениях, позволяет установить наиболее информативные для данного района (зоны) геохимические поисковые показатели.

Под газовой углеводородной аномалией понимается наблюдаемое на ограниченной площади превышение средних концентраций рассеянных углеводородных газов над их фоновым содержанием, свойственным данному комплексу отложений и данному району. Из этого определения следует: 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 отдельным углеводородным компонентам, так и по их суммарным содержаниям.

В новых районах, где ранее детальные геохимические поиски не проводились, при работах на антиклинальных структурах рассчитываются условные фоновые концентрации газов. При этом учитывается то, 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 переклиальных 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 отдельному углеводородному компоненту или их сумме на вновь изучаемых структурах, где истинный газовый фон не установлен, выполняется двумя способами.

Без учета структурного фактора. Этот способ оценки аномалий используется для недостаточности геохимических данных для оконтуривания аномалийного поля, когда исследования, например, проведены лишь по одному поперечному или продольному профилю, в 3–4 скважинах. В данном случае в едином массиве

систематизируются все газоаналитические данные, полученные по выбранному опорному горизонту, 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. По кумулятивному графику определяется значение среднезвешенной фоновой концентрации газа, оно отвечает примерно 60-80% проб. Путем осреднения 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 по метану и сумме тяжелых газов ( $\text{C}_2\text{-C}_4$ ). Иногда к тяжелым компонентам приобщаются и пары пентана, гексана, но они не всегда содержатся в регистрируемых или весомых количествах. В некоторых случаях бывает полезно рассмотреть отдельно распределение суммы  $\text{C}_3$  + высшие, поскольку в распределении метана и этана по площади часто наблюдается большое сходство.

Отношением среднезвешенных величин аномальной и условной фоновой концентраций газов, рассчитанных по отдельно взятой площади, определяется собственная контрастность газовой аномалии в выбранном опорном горизонте ( $K_{\text{соб}} = \frac{V_{\text{ак}}}{V_{\text{у.ф.}}}$ ).

В качестве примера рассмотрим расчет собственной контрастности аномалийного газового эффекта на месторождении Тасбулат (Южный Мангышлак). Геохимические исследования здесь проведены в 4 структурно-геохимических 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 неравномерно: в крыльевой скважине зафиксированы наибольшие концентрации. Максимальные фоновые концентрации, определенные по кумулятивному графику, составляют:  $\text{CH}_4 - 0,0040 \text{ см}^3/\text{кг}$ ,  $\text{ТУ} - 0,0006 \text{ см}^3/\text{кг}$ , что соответствует

более 80% проанализированных проб. Исходя из этих величин, рассчитаны условные фоновые по опорному горизонту концентрации:  $\text{CH}_4 - 0,0015 \text{ см}^3/\text{кг}$ ,  $\text{ТУ} - 0,0004 \text{ см}^3/\text{кг}$ , а также средние аномалийные концентрации газов:  $\text{CH}_4 - 0,0192 \text{ см}^3/\text{кг}$ ,  $\text{ТУ} - 0,0170 \text{ см}^3/\text{кг}$ . Таким образом, собственная контрастность аномалийного газового поля, выявленного на месторождении Тасбулат в сенон-туронском опорном горизонте, составляет

$$\text{по метану: } \frac{0,0192}{0,0015} = 12,8;$$

$$\text{по ТУ: } \frac{0,0170}{0,0004} = 42,5.$$

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 нет сведений о региональном газовом фоне данного района. Здесь также по выбранному опорному горизонту рассчитывается условная фоновая и аномалийная концентрации газа вычисляется коэффициент собственной контрастности газовой аномалии. Однако, в отличие от первого способа, по средним значениям газонасыщенности опорного горизонта выделяются две группы скважин - фоновых и аномалийных. На карте распределения газа, построенной в изолиниях 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. 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 фоновым

скважинам. Средняя аномальная концентрация вычисляется таким же образом по группе скважин, расположенных в аномальном газовом поле.

Второй способ оценки собственной контрастности газовой аномалии иллюстрируется следующим примером по газовому месторождению Сакар-Чага.

Месторождение Сакар-Чага расположено в пределах Центрально-Каракумского свода и приурочено к пологой брахиантиклинали, северный борт которой осложнен крутопадающим разломом субширотного простирания. Газовая залежь приурочена к неокон-аптским терригенным отложениям, вскрытым на глубине 1200-1300 м. Исследовались газы, извлеченные из керна структурных скважин глубиной до 600 м, изучалось органическое вещество пород и его битуминозная часть. Скважинами вскрыты отложения до туронских включительно. Первые же скважины, заложённые вкрест простирания Сакар-Чагинской структуры, выявили высококонтрастную газовую аномалию в карбонатном сенонском надъярусе (рис.7). Аномалия расположена в сводовой части поднятия и экранирована разрывным нарушением.

Контрастность метановой аномалии рассчитывалась следующим образом. На карте распределения метана и ТУ (рис.8) 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.9), 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 аномального поля, в крыльевых и периклиналиальных частях структуры. Она составляет  $0,006 \text{ см}^3/\text{кг}$ . Среднее аномальное содержание метана, вычисленное по группе аномальных скважин, расположенных в сводовой части поднятия, оказалось равным  $0,33 \text{ см}^3/\text{кг}$ . Таким образом, собственная контрастность газовой аномалии по метану ( $K_{\text{сод}}$ ) составляет

$$\frac{0,330}{0,006} = 55.$$

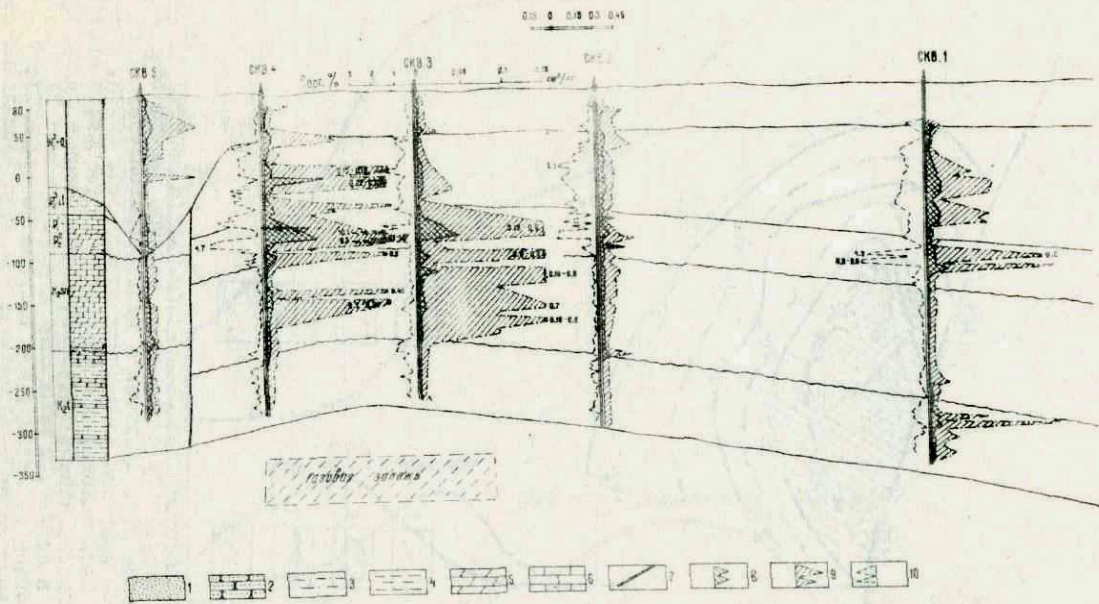


Рис. 7. Газовое месторождение Сакар-Чага. Геолого-геохимический профильный разрез (по данным Н.С.Кукуевой и В.М.Старовского)  
 1 - пески; 2 - песчаники; 3 - аллюолиты; 4 - глины; 5 - мергели; 6 - известняки; 7 - разрывное нарушение; 8 - сумма TV; 9 - метан; 10 -  $CO_2$ .

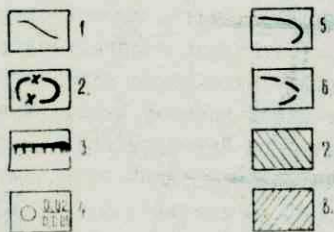
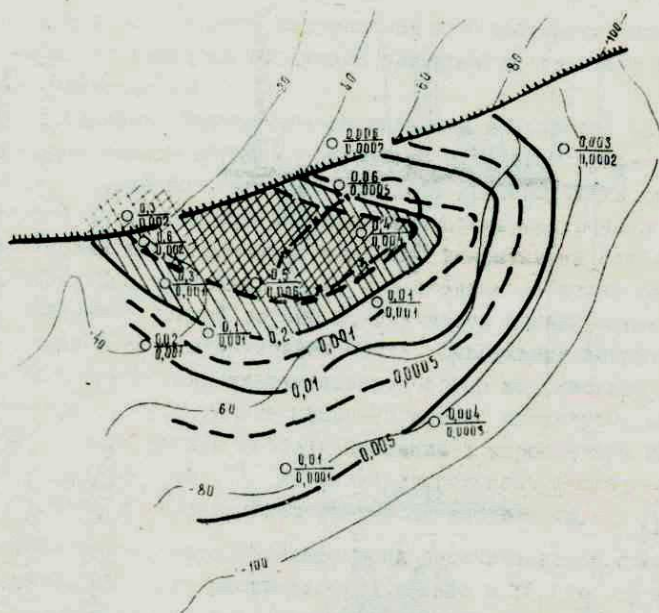


Рис. 8. Месторождение Самар-Чага. Карты распределения метана и суммы  $TU$  в сеионском опорном горизонте (по данным И.С. Кукуевой и В.Л. Старовойтова)

1 - изогипсы по подошве Мирапурской свиты; 2 - контур газовой залежи; 3 - разрывное нарушение; 4 - структурно-геохимическая скважина, в числителе - содержание метана в  $см^3/кг$ , в знаменателе - содержание  $TU$  в  $см^3/кг$ ; 5 - изогипсы по метану; 6 - изогипсы по сумме  $TU$ ; 7 - зона аномальных содержаний метана; 8 - зона аномальных содержаний  $TU$ .

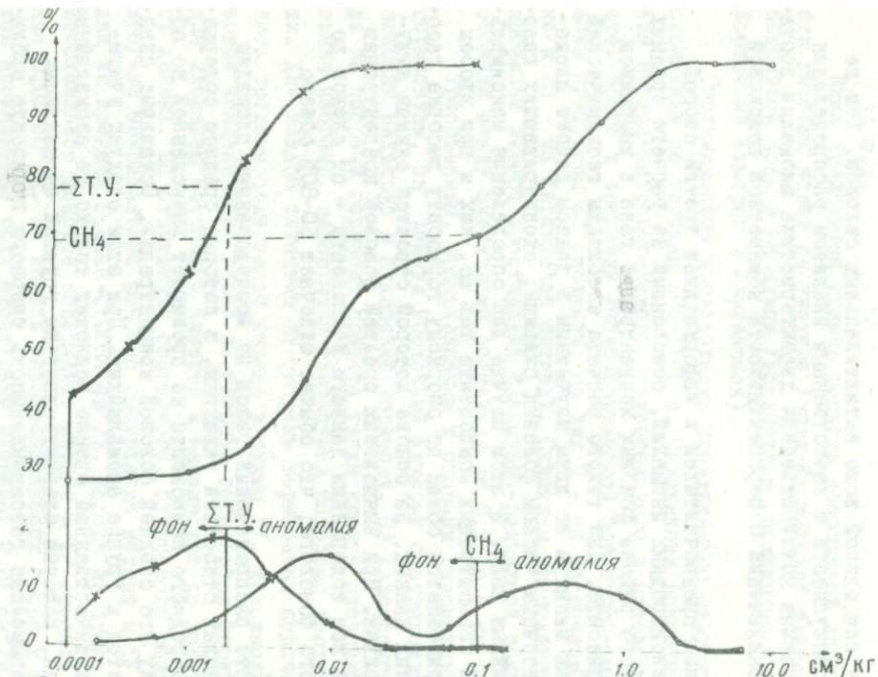


Рис.9. Месторождение Сакар-Чага. График распределения метана и ТУ в сенонском спорном горизонте.

Таким же способом рассчитана контрастность газовой аномалии по сумме  $TU$ .

Двум изложенным способам количественной оценки аномалийных газовых эффектов свойствен общий недостаток – отсутствие сведений о региональной фоновой газонасыщенности опорного горизонта. По этой причине утрачивается возможность сравнительной оценки 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 предпочтителен и информативен третий способ оценки углеводородных аномалий, основанный на расчете средних для изучаемого района фоновых концентраций газа в выбранном опорном горизонте. Для такого расчета необходим геохимический материал как 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 газоаналитических данных, на основе которой строится единая кумулятивная кривая. При вычислении средней фоновой концентрации учитываются все содержания данного компонента – от следов до максимального фонового, 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 аномалийных. При этом следует учитывать, что количественной оценке подлежат только те аномалийные газовые поля, которые охарактеризованы группой аномалийных скважин. Повышенная газонасыщенность опорного горизонта наблюдается в единичных скважинах и при отсутствии локализованного газового поля, что может быть вызвано различными причинами – влиянием разрушенных нефтегазовых скоплений, разгрузкой пластовых вод по разрывному нарушению, погрешностями в методике

работ и т.д. По группе аномалийных скважин рассчитывается средняя аномалийная концентрация компонента в оконтуренном газовом поле. Отношением этой концентрации к вычисленному фоновому содержанию компонента по району определяется значение коэффициента абсолютной контрастности аномалии

$$(K' = \frac{\sum_{i=1}^n a_n}{\sum_{i=1}^n \Phi.р.}).$$

Ниже приводится пример расчета абсолютной контрастности газовых полей на участке Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны в Западном Узбекистане (поисковые площади Восточный Кимерек и Каршинская).

Геохимические исследования проведены по структурным скважинам до глубины 300-1100 м. Скважинами вскрыты отложения неоген-антропогенного, палеогенового и мелового возраста. Всего в пределах Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны пробурены 32 скважины, из них 9 - на Восточном Кимереке и 23 - на Каршинской площади. Скважины располагались по профилям вкрест простирания флексурно-разрывной зоны. Расстояния между скважинами составили от 0,5 до 4 км (рис.10).

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 TV. 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 TV не выходят за пределы 0,0066-0,0084 см<sup>3</sup>/л. Исходя из этого, за максимальное фоновое содержание метана и TV принято значение 0,01 см<sup>3</sup>/л. На картах газонасыщенности опорных горизонтов аномалийные поля оконтурены изогазой 0,01 см<sup>3</sup>/л. Средневзвешенные аномалийные и фоновые концентрации газов определялись по группам скважин, оказавшихся внутри и за пределами аномалийных полей. Фоновые содержания метана по сенонско-

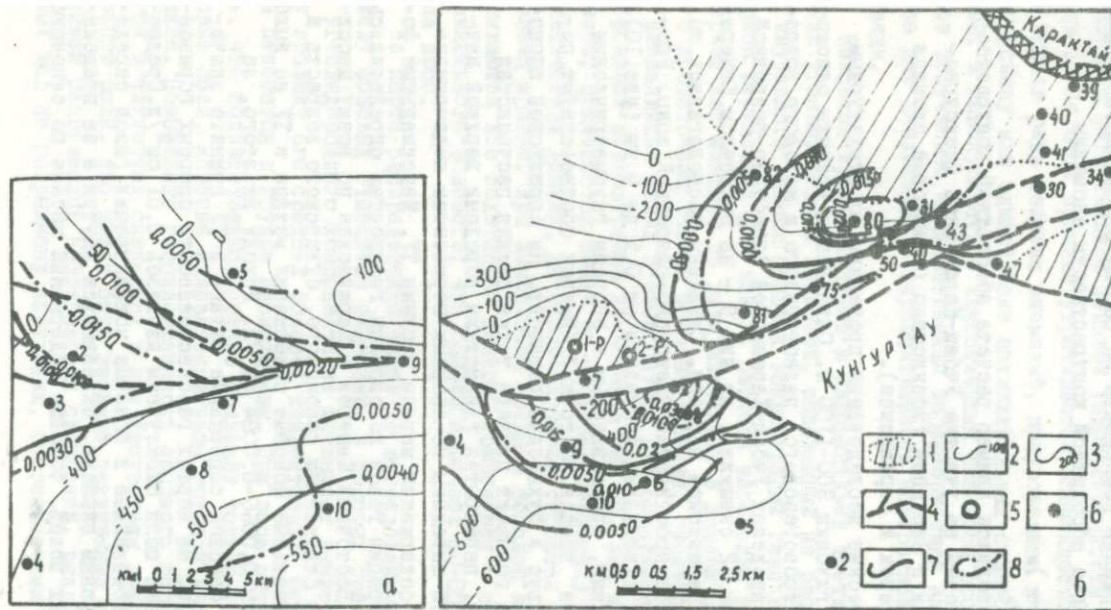


Рис. 10. Карты распределения метана и ТВ в бухарском опорном горизонте (по данным Х.Н. Азизханова)

а) поисковая площадь Восточный Кимерек; б) Каршинская

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

му, бухарскому и неогеновому опорным горизонтам оказались близкими -  $0,0049 \text{ см}^3/\text{л}$ ,  $0,0044 \text{ см}^3/\text{л}$  и  $0,0053 \text{ см}^3/\text{л}$  - соответственно. Фоновые содержания ТУ по тем же опорным горизонтам уменьшаются от более древних к более молодым отложениям и составляют  $0,0067 \text{ см}^3/\text{л}$ ,  $0,0040 \text{ см}^3/\text{л}$  и  $0,0034 \text{ см}^3/\text{л}$  - соответственно.

На Каршинской площади выявлены два аномальных газовых поля - Северо-Каршинское и Южно-Каршинское (см. рис. 10). Контрастность этих газовых полей определяется отношением средневзвешенных значений метана и ТУ в аномальных полях и общем фоновом поле (табл. I, 2).

Таблица I

Отложения	Площадь	Средневзвешенные концентрации $\text{CH}_4$ в			Контрастность К
		$\Pi \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$ , кг			
		Общие $\bar{V}$	Фоновые $\bar{V}_\Phi$	Аномальные $\bar{V}_{\text{ан}}$	
Сенонские	Восточный Киммерек	0,0049	0,0049	-	-
	Северная Карши	0,0175	0,0049	0,0184	3,7
Бухарские	Восточный Киммерек	0,0037	0,0044	-	-
	Северная Карши	0,0126	0,0044	0,0144	3,3
	Южная Карши	0,0199	0,0044	0,0199	4,5
Неогеновые	Восточный Киммерек	0,0043	0,0053	-	-
	Северная Карши	0,0117	0,0053	0,0155	2,9
	Южная Карши	0,0105	0,0053	0,0132	2,5

Таблица 2

Отложения	Площади	Средневзвешенные концентрации ТУ в $\Pi \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$ , кг			Контрастность К
		Общие $\bar{V}$	Фоновые $\bar{V}_{\Phi}$	Аномалийные $\bar{V}_{\text{ан}}$	
Сенойские	Восточный Кимерек	0,0075	0,0067	-	-
	Северная Карши	0,0150	0,0067	0,0155	2,3
Бухарские	Восточный Кимерек	0,0058	0,0040	-	-
	Северная Карши	0,0107	0,0040	0,0115	2,9
	Южная Карши	0,0071	0,0040	0,0071	1,8
Неогеновые	Восточный Кимерек	0,0037	0,0034	-	-
	Северная Карши	0,0117	0,0034	0,0144	4,3
	Южная Карши	0,0070	0,0034	0,0100	2,7

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

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 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

$$(K_{\text{отн}} = \frac{\bar{V}_{\text{местор.}}}{\bar{V}_{\text{непр.пл.}}). \text{ Этот показатель служит сравнительной}$$

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

Таблица 3

Площадь или месторождение	Возраст опорного горизонта	Средние содержания $\text{CH}_4$	Контрастность относительная	Вид исследования
Жетыбай (нефтяное)	Сенон-турон	0,015	7,5	Методические
Тасбулат (газовое)	Сенон-турон	0,018	9,0	—
Сенек заведомо непродуктивная площадь	Альб	0,002	—	—
Кансу (газовое)	Сенон-турон	0,017	8,5	Поисковые работы

Помимо перечисленных выше количественных газовых показателей при методических работах на месторождениях и заведомо непродуктивных площадях испытывается ряд качественных показателей, характеризующих изменение состава рассеянных углеводородных газов по площади и разрезу. К числу важнейших ка-

чественных показателей относятся следующие.

Содержание  $\text{CH}_4$  относительно суммы углеводородных газов (в %):

$$\frac{\text{CH}_4}{\text{C}_2\text{H}_6 + \text{высш.}}; \quad \frac{i\text{C}_4 + i\text{C}_5}{n\text{C}_4 + n\text{C}_5}; \quad \frac{\sum \text{УВ}}{\text{изб. N}_2 + \text{CO}_2}; \quad \frac{\text{CH}_4}{\text{C}_3\text{H}_8 \text{ (пред.)}}$$

Числовые значения показателей рассчитываются по каждой скважине как средние величины по опорному газометрическому горизонту и наносятся на карты. На основании корреляции комплекса геохимических параметров, полученных при исследованиях на месторождениях и заведомо непродуктивных структурах (площадях), определяется система наиболее информативных показателей, свойственных изучаемому району. Достоверность установленных показателей в дальнейшем испытывается при детальных геохимических работах на поисковых площадях данного района.

Неуглеводородные газы (водород, сероводород, углекислота, азот) характеризуют геохимическую обстановку, объективно существующую в разрезе, либо обусловленную технологией работ. Эту обстановку необходимо учитывать при интерпретации всего комплекса геохимических данных, однако прямого поискового значения перечисленные неуглеводородные газы не имеют.

Несколько иное положение занимает гелий, который генерируется радиоактивными элементами непосредственно в толще осадочных пород и в глубинах фундамента. Не имея генетических связей с углеводородными газами, гелий, подчиняясь единым законам миграции, иногда аккумулируется в тех же ловушках, в которых формируются углеводородные газовые скопления. В этих случаях повышенные концентрации гелия, сопровождающие аномалийные углеводородные поля, могут подтверждать наличие на исследуемой площади восходящего газового потока из недр и косвенно свидетельствовать об эпигенетичности углеводородного газа, формирующего данную аномалию.

## УП. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Окончательная оценка перспективности поисковых площадей по результатам детальных геохимических работ производится на основании геологической интерпретации комплекса накопленных геохимических данных с учетом особенностей геологического строения изученных площадей. Задачи геологической интерпретации состоят в исследовании условий формирования и сохранения газовых аномалий, выявляемых в опорных газометрических горизонтах, определении степени их достоверности, т.е. установлении их связей с предполагаемым нефтегазовым скоплением в недрах, и выяснении влияния различных геологических факторов на процессы миграции, преобразования и аккумуляции рассеянных углеводородных газов.

Неравенство тектонических условий, особенности стратиграфии и литологии изучаемых отложений, гидродинамическая и гидрохимическая обстановка в разрезе, которые различно проявляются даже на поисковых площадях одного района, определяют многообразие приемов и творческий подход к интерпретации геохимических данных. В настоящем разделе приводятся общие принципы и основные приемы интерпретации, проверенные опытом многолетних исследований ВНИИГТ.

Важнейшим вопросом интерпретации является выяснение природы основной массы рассеянных углеводородных газов, фиксируемых в опорном горизонте. Одно из условий выбора опорных горизонтов ( I.) исключает возможность существенной генерации в них сингенетичных газов. Тем не менее, следует учитывать вероятность аккумуляции в ловушках некоторых количеств сингенетичного углеводородного газа за счет его латерального перераспределения по коллекторским пластам. Контрастность таких газовых аномалий обычно бывает немного выше I.

Уровень аномальных и фоновых концентраций газа, а также контрастность газовых аномалий, которые характерны для месторождений, определяются в каждом геологическом районе по результатам методических исследований на месторождениях и заведомо непродуктивных структурах ( VI.). В случае отсутствия таких показателей, достоверность рекомендаций снижается и становится возможной лишь сравнительная оценка

перспективности нескольких изученных поисковых площадей по комплексу геохимических параметров.

Степень смещения аномалийных газовых полей относительно контуров залежи и их форма обусловлены многими причинами, важнейшими из которых являются: контрастность структурных форм в условиях сводовых ловушек; наличие в изучаемой части разреза тектонических и литологических ограничений или экранов; положение относительно свода поднятия пунктов или зон подтока глубинных углеводородных газов; унаследованность структурных форм по разрезу. Следует иметь в виду, что практически нигде не наблюдается совпадения контуров газовых аномалийных полей с контурами залежей, поэтому при выборе мест заложения поисковых скважин на рекомендованной площади необходимо учитывать сумму геолого-геофизических данных о глубинном строении изучаемой площади.

Представление о местоположении глубинного источника углеводородов (предполагаемой залежи) может дать качественный анализ распределения газов в опорном горизонте. Как упоминалось выше ( I. ), латеральный хроматографический эффект позволяет установить направление миграции газов по коллекторским пластам при формировании аномалийного поля, а, следовательно, и положение места подтока эпигенетических газов в опорный горизонт. Хроматографический эффект выявляется путем наложения на единую структурную основу карт распределения отдельных углеводородных компонентов (в изогазах). Направление, в котором смещаются газовые поля по более легким компонентам и являются направлением латеральной миграции газов. Место подтока глубинных газов с достаточной степенью достоверности может быть определено при наличии оконтуренных (замкнутых) аномалийных полей по 3-4 углеводородным компонентам.

При работах 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

теля по площади является весьма важной характеристикой газообмена, протекающего в опорном горизонте. Однако подобный качественный анализ не следует применять в **отрыве** от количественной оценки аномалийного газового поля, поскольку это может привести к ложному заключению о газонасыщенности пород. Уменьшение относительного содержания метана свидетельствует только об утяжелении рассеянного газа в каком-либо направлении на изучаемой площади, но это может наблюдаться и при низких (фоновых), и при аномальных концентрациях газа. Так, например, на площади Южный Тюб-Караган (Мангышлак), расположенной к югу от Тюбеджикской антиклинали, в зоне моноклиналиного погружения южного крыла Каратауского вала в Чакирганский прогиб, в распределении метана и его гомологов наблюдаются некоторые своеобразные закономерности. Метановое поле в маастрихтском опорном горизонте характеризуется весьма значительными изменениями концентраций (рис. II). Зона наименьшего содержания совпадает с присводовой частью и юго-восточным крылом Тюбеджикского поднятия. Осредненные по скважинам содержания метана в ней варьируют в пределах  $0,003-0,02 \text{ см}^3/\text{кг}$ , что вполне сопоставимо с содержанием в одновозрастном горизонте 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 метанонасыщенности здесь несравненно выше, а диапазон значений шире (от  $0,1$  до  $39 \text{ см}^3/\text{кг}$ ). Именно к южному опущенному участку приурочены 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 при их совмещении образуют хроматограмму, характеризующую направление миграции рассеянных газов с юга на север.

При анализе взаимосвязи между метаном и тяжелыми углеводородами ( % метана от суммы углеводородных газов ) отмечают-ся две зоны: зона легких газов, приуроченная к аномальным метановым полям, где содержание метана превышает 95% от суммы УВ, и зона тяжелых газов (содержание  $\text{C}_2\text{H}_6$  от 66 до 90%), совпадающая с областью распространения низких концентраций.

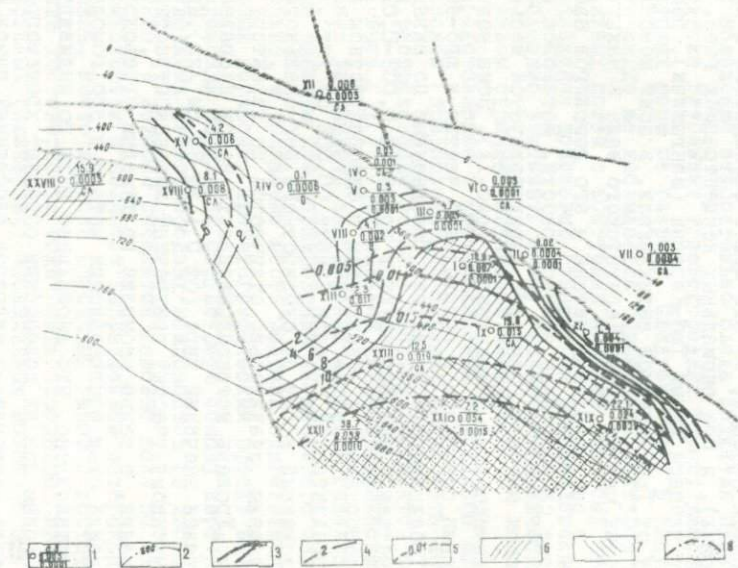


Рис. II. Поисковая площадь Южный Тюб-Караган. Карта распределения рассеянных углеводородных газов в маастрихтском опорном горизонте (по данным А.И. Анцифорова и М.Г. Петренко)

1 - сверху вниз: метан, пропан, пентан в  $\text{см}^3/\text{кг}$ ; 2 - изогипсы по подошве датского яруса; 3 - разрывные нарушения; 4 - изогазы метана в  $\text{см}^3/\text{кг}$ ; 5 - изогазы пропана в  $\text{см}^3/\text{кг}$ ; 6 - зона весьма высоких содержаний метана; 7 - зона весьма высоких содержаний пропана; 8 - зона высоких содержаний пентана.

Внутри аномалийной зоны легкого газа вновь отмечается тенденция его утяжеления в южном направлении. Как видно из приведенных данных, утяжеление газа в южной аномалийной части площади обусловлено некоторым избыточным содержанием тяжелых углеводородов (латеральная хроматограмма), на северном же фоновом участке эффект утяжеления газов образован за счет разрушения аномалии в приобросовой зоне.

Информативным поисковым показателем является и величина отношения 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 этих показателей в контуре аномалийного поля свидетельствуют о существовании подтока свежих порций газа в опорный горизонт.

Дополнительную информацию об изменении качественного состава газа по площади дают также так называемые ряды отношений углеводородных компонентов, предложенные Л.С.Кондратовым [20]. В несколько измененном виде они представлены на рис.12. В левой части рисунка помещены эталонные кривые, составленные по свободному газу залежей (средняя характеристика по многим газовым месторождениям Средней Азии), по растворенному газу приконтурных вод, а также по газам сапропелево-гумидной органики [36]. В сравнении с ними показаны кривые соотношений компонентов, построенные по осредненным концентрациям газа в маастрихтских и шорымских отложениях площади Южный Тоб-Караган по профилю, пересекающему фоновую зону (скв. VI, III) и аномалийное газовое поле (скв. I, IX, XXI). Сравнимые горизонты разнородны литологически и по количеству захороненного органического вещества. Маастрихтский опорный горизонт почти лишен ОВ, в шорымской свите содержание ОВ достигает единиц весовых %.

Газ скв. XXI, находящийся по маастрихтскому горизонту в зоне, наиболее насыщенной эпигенетичными углеводородами, характеризуется кривыми, близкими по форме к эталону 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 конфигу-

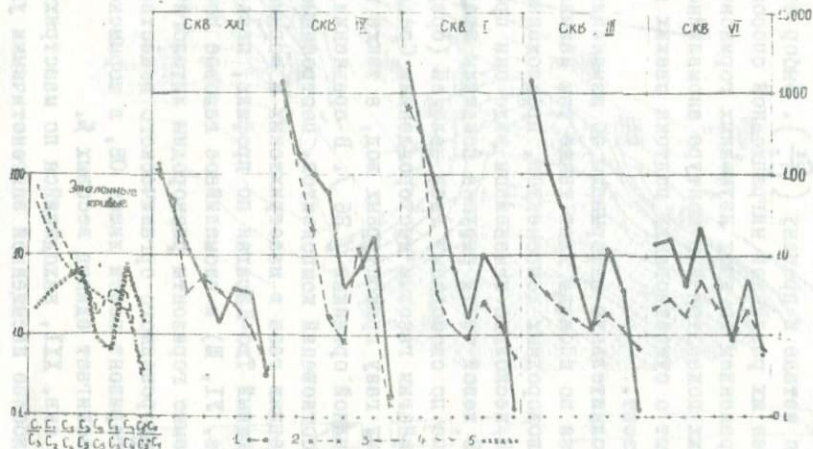


Рис.12. Площадь Южный Туб-Караган. Графики соотношений углеводородных компонентов  
 I — по мастрихтскому опорному горизонту; 2-по шорымской свите палеогена; 3 — свободный газ залежей; 4 — растворенный газ законтурных вод; 5 — гумидно-сапропелевая органика.

рации. При переходе в зону фоновой газонасыщенности (скв.УІ) форма кривой резко изменяется, приближаясь к эталону газов сапропелево-гумидной органики.

Для газа шорымской свиты по 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 мало отличается от газа маастрихтского опорного горизонта.

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

По мере накопления геохимических данных по изучаемому району и при наличии сведений о газонасыщенности 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 по опорным горизонтам, в которых выявлены наиболее контрастные газовые аномалии. По поисковым площадям, где аномалийные газовые поля не обнаружены, предпочтительнее привлекать газоаналитические данные по однообразным отложениям, что повышает их сопоставимость.

На рис.13 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 газосодержаний на Семеке отразился на графике существенным смещением кумулятивной кривой влево по шкале концентраций. В данном случае сопоставление газонасыщенности альбских отложений на площади Сенек с сенон-туронским опорным горизонтом, изученным на месторождениях, объясняется

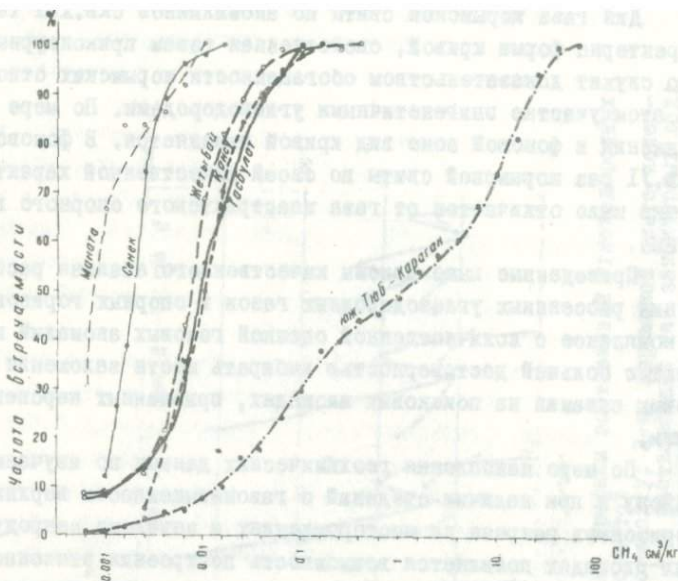


Рис.13. Южный Мангышлак. Эталонный график метано-насыщенности опорных горизонтов.

отсутствием отложений сенон-турона на Сенеке. Учтено также, что по уровню концентраций углеводородных газов, альбский комплекс на Сенеке является наиболее информативным во вскрытой части разреза.

Положение на графике кумулятивной кривой по поисковой площади Кансу характеризует ее как высокоперспективную. На основании результатов исследований геохимической партии Казгеофизтреста, эта площадь была рекомендована к глубокому бурению. Впоследствии на Кансу получены промышленные притоки газа. Весьма характерно также положение кривой по поисковой площади Маната: даже по отношению к непродуктивной структуре Сенек она смещена в сторону более низких газосодержаний. Последующим структурным бурением на Манате не подтверждено

наличие замкнутой антиклинальной складки, как это предполагалось по геофизическим данным. Очевидно, поэтому на Манате не наблюдается даже того небольшого аномалийного эффекта в распределении газов, который на Сенекской площади обусловлен влиянием структурного фактора.

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.

#### УШ. ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Первичным графическим геохимическим документом, который составляет непосредственно в полевых условиях в ходе бурения скважины, является геолого-геохимический разрез скважины (рис. 14). Получаемые в процессе газометрии скважины данные фиксируются в следующем порядке.

1. По данным экспрессного лабораторного анализа газов заполняются графы 6, 7, 8 и 10.
2. По окончании бурения в полевом журнале заполняется графа 5.
3. Наносится электрокаротажная диаграмма.
4. На основании описания керна и электрокаротажной диаграммы строится литологическая колонка со стратиграфической разбивкой (графы 1, 2).
5.  $C_{орг}$  определяется в стационарной лаборатории, соответствующая графа заполняется по мере поступления материала.
6. Отношение  $\frac{C_I}{C_3}$  изображается на графике в логарифмическом масштабе.

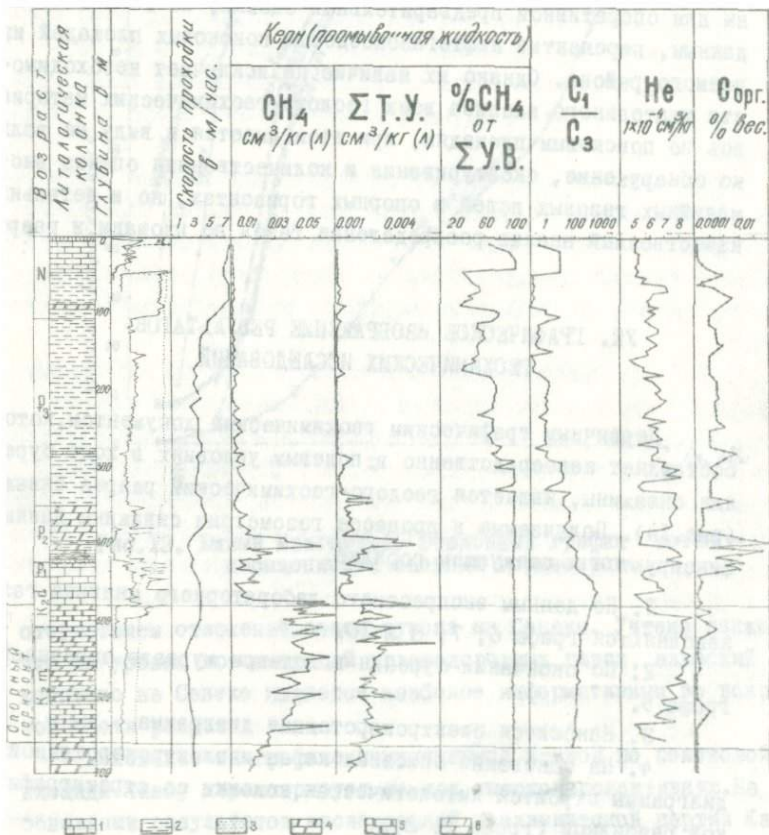


Рис.14. Геолого-геохимический разрез скважины (мекет).

1 - известняк; 2 - глина; 3 - алевроит; 4 - мергель; 5 - мел; 6 - доломит.

Масштаб изображения геохимических параметров должен обеспечивать четкое выделение аномалии и загробление фона.

В большинстве исследованных районов метановый фон не превышает  $0,01 \text{ см}^3/\text{кг}$ , в связи с этим концентрации метана на графике рекомендуется показывать в масштабе  $0,01 \text{ см}^3/\text{кг}(\text{л})$  в 1 см. Сумма ТУ, как правило, имеет значения в 5-10 раз меньше, соответственно масштаб изображения увеличивается на порядок:  $0,001 \text{ см}^3/\text{кг}(\text{л})$  в 1 см.

При работе с промывочной жидкостью для более достоверного представления о газонасыщенности исследуемых отложений данные о газонасыщенности раствора, с учетом параметров бурения, приводятся в единице объема или веса породы и сравниваются с газонасыщенностью керна.

По завершении бурения профиля скважины строится геолого-геохимический профильный разрез (см. рис. 7). Масштаб геохимической нагрузки может соответствовать масштабам построения геолого-геохимических разрезов отдельных скважин. Рекомендуется концентрации метана и суммы ТУ на профильном разрезе показывать в одном масштабе.

Особое внимание обращается на геолого-тектонические особенности разреза (наличие стратиграфических и угловых несогласий, разрывных нарушений, зон выклинивания и т. д.).

Характер газонасыщенности опорного горизонта по площади исследуется по картам распределения отдельных углеводородных компонентов, их соотношений и процентного содержания. Карты строятся на соответствующей структурной основе (кровля или подошва опорного горизонта). Обычно применяемый масштаб карт 1:25 000, 1:50 000. В зависимости от размеров структур (площадей) допускаются построения в масштабе 1:10 000, 1:100 000.

Средние по опорному горизонту значения концентраций газовых компонентов, их суммы или других показателей, наносятся на карты рядом со скважинами. На основе интерполяции проводятся изолинии концентраций газа (изогазы) и других показателей (см. рис. 8, II). Заложение изогаз определяется диапазоном изменения средних концентраций газа в опорном горизонте - от минимальных (фоновых) до максимальных аномальных.

При геологической интерпретации геохимических данных, количественной и качественной оценке аномалийных газовых полей, выявляемых в опорных газометрических горизонтах, рекомендуется использовать комплексы карт.

1. Распределения отдельных углеводородных компонентов - от метана до гексана.

2. Распределения суммы тяжелых углеводородных газов (этан + пропан + бутан + изобутан).

3. Изменения состава углеводородного газа (% метана от суммы углеводородных газов;  $\frac{C_1H_4}{C_3H_8}$  ;  $\frac{C_2H_6 + C_4H_{10}}{C_3H_8 + C_5H_{12}}$  .

4. Распределения некоторых неуглеводородных газов (He, CO<sub>2</sub> и др.).

5. Распределения органического вещества и ХБА в породах опорного горизонта.

6. Изменения литологических и физических параметров пород опорного горизонта.

В зависимости от конкретной геолого-геохимической обстановки изучаемого района, на основании опытно-методических работ на месторождениях и заведомо непродуктивных площадях, определяется комплекс информативных геохимических показателей, которые в дальнейшем используются при построении соответствующих карт. Карты 1 - 3 строятся в обязательном порядке.

На рис.8 совмещены карты распределения метана и суммы ТУ в опорном горизонте. Содержание метана показано около скважин в числителе, сумма ТУ - в знаменателе. Для изогаз по каждому показателю выбраны различные условные обозначения. Средние по горизонту содержания в данном случае колеблются от тысячных до десятых долей см<sup>3</sup>/кг породы. При заложении изогаз 0,1 см<sup>3</sup>/кг выделяется четко приуроченное к разрывному нарушению и своду структуры аномалийное метановое поле, контурное дополнительное изогазой 0,05 см<sup>3</sup>/кг, и фоновое поле с концентрациями метана в тысячных долях см<sup>3</sup>/кг. Средние содержания тяжелых углеводородов изменяются от десятитысячных долей см<sup>3</sup>/кг. Аномальная зона приурочена к разрывному нарушению и несколько смещена относительно свода структуры. Отличия

в уровне концентраций ТУ в аномальном и фоновом полях сохраняются.

Для наглядного представления об уровне концентраций газа в различных горизонтах разреза, в том числе в опорных газометрических горизонтах, строятся статистические кривые распределения метана, суммы ТУ,  $C_{орг}$ , ХБА и др. (см.рис.9). Вариационные графики распределения газов рекомендуется строить в логнормальном масштабе. Математическая редукция данных газометрии скважин не допускается, поскольку опорный горизонт не является однородным объектом.

Различия газонасыщенности опорных горизонтов на поисковых и методических площадях какого-либо района хорошо иллюстрируются кумулятивными кривыми, выполненными на едином графике (см.рис.13). Для выяснения качественной характеристики рассеянных углеводородных газов строятся корреляционные графики, отражающие соотношения между количеством органического вещества и содержанием углеводородного газа, битуминозностью и количеством органического вещества, содержанием гелия и углеводородного газа и др. При этом вычисляются коэффициенты корреляции по номограмме, предложенной Н.Б.Васюковичем, Н.Г.Кузнецовой, А.А.Хамидом.

Важным дополнением качественной характеристики углеводородных газов служат ряды отношений углеводородных компонентов (см.рис.12). Отношения средних по горизонту концентраций отдельных углеводородных компонентов наносятся на график в логарифмическом масштабе (см.рис.12) в следующей последовательности:

$$\frac{C_1}{C_3} ; \frac{C_1}{C_2} ; \frac{C_2}{C_4} ; \frac{C_3}{C_5} ; \frac{C_4}{C_5} ; \frac{C_2}{C_3} ;$$
$$\frac{C_3}{C_4} ; \frac{C_3 + C_5}{C_2 + C_4} .$$

Сопоставление кривых соотношений, полученных по разным горизонтам или площадям, с учетом конкретной геолого-геохимической обстановки, позволяет в некоторых случаях решить вопрос о генетической принадлежности основной массы углеводородных газов, содержащихся в изучаемых отложениях.



## ЭТИКЕТКА ДЛЯ ОБРАЗЦА КЕРНА

Организация, проводящая отбор .....  
 Партия .....  
 Район .....  
 Площадь .....  
 Профиль .....  
 Скважина № \_\_\_\_\_ Образец (проба) № \_\_\_\_\_  
 Интервал отбора, м .....  
 Возраст породы .....  
 Название породы .....  
 Вид анализа .....  
 Дата отбора \_\_\_\_\_ Оператор \_\_\_\_\_  
 (подпись)

Форма 2

 ЭТИКЕТКА ДЛЯ ПРОБЫ ЖИДКОСТИ,  
 ОТОБРАННОЙ ПРИ ГАЗОМЕТРИИ СКВАЖИН

Организация, проводящая отбор .....  
 Партия .....  
 Район .....  
 Площадь .....  
 Скважина № \_\_\_\_\_ Проба № \_\_\_\_\_  
 Отобрано .....  
 (глинистый раствор входящий, выходящий, вода)  
 Профиль .....  
 Интервал отбора, м .....  
 Дата отбора \_\_\_\_\_ Оператор \_\_\_\_\_  
 (подпись)

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
ВНИИГТ  
ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ.

..... партия № \_\_\_\_\_  
Район работ .....

ЖУРНАЛ

документации отбора проб глинистого раствора  
и керна

Площадь .....

Скв. № \_\_\_\_\_

Начало отбора (дата) забой ..... м

Конец отбора (дата) забой ..... м

№	проб
:	Промывоч-
:	ная
:	жидкость
:	керн
:	
:	

Нач. партии ( )

Гл. геолог ( )

Техники по отбору ( )

В случае находки утерянного журнала просим выслать  
по адресу: г.Раменское, Московской обл., поселок  
Нефтегазосъемка ОМЭ ВНИИГТ



РАСЧЕТ ОТСТАВАНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Глу- бина, м	Диаметр, мм			Произ- води- тель- ность насо- са л/с	Время движения промывочной жид- кости			Приме- чания	
	долота (ко- ронки)	бурильных труб			об- сад- ных труб внутр.	мин.			с
		внешн.	внутр.			от храп- ка до забоя	от забоя до устья		
	D	d	d <sub>1</sub>	Q	T <sub>вн</sub>	T <sub>отст</sub>	T		



ВЕДОМОСТЬ  
 ОТГАЗИРОВАННЫХ ПРОБ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Район ..... Площадь .....

Партия ..... Год проведения работ .....

№ п/п	№ Скважины	№ Проб	Дата отбора дегазации	Коэффициент пересчета $K = 10 \frac{V_i}{P}$	Примечание

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ПИЩЕВЫХ ПРОДУКТОВ  
 РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Лист № 11

Получено ..... Изготовлено ..... Срок.....

№ п/п	№	История пробирования	Датум пробирования	Вид образца	Вид загрязнения	Класс чистоты	Содержание вещества в мг/г, отв.в.	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА							ТАРА												
								Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.	Св.		
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29

- На титульном листе результативного журнала указывается название и адрес прибора, на котором выполнены анализы, а также основные параметры этих приборов (тип-модель, спектр определяемых веществ, разрешающая способность по каждой компоненте и т.д.).

РЕЗУЛЬТАТЫ СПЕКТРА АНАЛИЗА ГИПС ТИПА,  
ИЗМЕНЯЮЩЕГО СВОЙ СОСТАВ В ВРЕМЯ

Работы ..... Период ..... Дни .....

№ д/з	№ пробитора	Испытываемый материал	Дата отбора	Место отбора	K = $\frac{V}{Q} \cdot 10$	Удельная масса (калорийная эквивалент)	Удельная влажность (по ф. см. Б)	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ГИПС					РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ТИПА														
								CaO	SO <sub>3</sub>	CO <sub>2</sub>	SiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO	CaO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28

То же, что в форме 12

## СРОКИ ХРАНЕНИЯ ПРОБ

Район ..... Площадь ..... Год пров. работ.....

№ Пробы	Д а т ы		Сроки хранения		Примечания
	отбор	дегаза- ция	анализ	от отбо- ра до дегаза- ции	



СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ  
 ОПРЕДЕЛЕНИЯ  $\text{CH}_4$  И ДРУГИХ УГЛЕВОДОРОДОВ  
 ПО ПОВТОРНЫМ АНАЛИЗАМ КАЛИБРОВОЧНОЙ СМЕСИ<sup>†</sup>

№ п/п	Дата анализа	Содержание $\text{CH}_4$ или любой другой компонент об. %	Уклонение от среднего значения $\sigma$	$\sigma^2$
----------	--------------	--	---	------------

<sup>†</sup> Таблица заполняется систематически не реже двух раз за полевой сезон.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОГО КОМПОНЕНТА

("Геохимик" и "ЛХМ" или ПХ и УХ,  
ПХ и "Цвет", УХ и "Цвет")

№ Пробы	Дата анализа	Содержание, см <sup>3</sup> /кг		Разность	$\Delta^2$
		марка прибора	марка прибора		
				$\Delta$	$\Delta^2$

Форма ИВ

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПРОВЕРКИ ЧИСТОТЫ ВОДНЫХ СРЕД

(промывочная жидкость из отстойника, вода из водозаборки  
и др.)

Район ..... Площадь ..... Сктв..... Прибор .....

№ Пробы	Дата отбора, дегаза- ции, анализа	Кoeff- фициент пере- счета	Содержание углеводородных газов в см <sup>3</sup> /л									Примечание		
			СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>		С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>

ЖУРНАЛ  
ОПИСАНИЯ КЕРНА

Район ..... Площадь ..... Скв. ....

Интервал отбора	Мощность слоя	Литологическое описание	Опреде- ление порис- тости	Опреде- ление прони- цаемости	С орг
		полевое лабораторные с данными петрографи- ческих иссле- дований			

РИС. 1

УСЛОВИЯ РАБОТЫ МАШИНЫ ПРИ РАБОТЕ  
В ПЕРИОД ОБНАРУЖЕНИЯ ИЛИ ДО НЕЕ

Дата - 1951 - 1952

№ п/п	Скорость движения (км/ч)	Средняя температура воздуха (градусы Цельсия)					
		1	2	3	4	5	6
1	0,5	16	20	20,5	21	22	25
2	0,5	18	22	22	23	24	27,5
3	0,5	19	23	23	24	25	28
4	0,5	21,5	25	25	26	27	30
5	0,5	22,5	26	26	27	28	31,5
6	0,5	23	27	27	28	29	32,5
7	0,5	24	28	28	29	30	33,5
8	0,5	25	29	29	30	31	34,5
9	0,5	26	30	30	31	32	35,5
10	0,5	27	31	31	32	33	36,5
11	0,5	28	32	32	33	34	37,5
12	0,5	29	33	33	34	35	38,5
13	0,5	30	34	34	35	36	39,5
14	0,5	31	35	35	36	37	40,5
15	0,5	32	36	36	37	38	41,5

ПРИЛОЖЕНИЕ II

ТАБЛИЦЫ РАСЧЕТА  
НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ

80

1 Таблица 1 - 4, 5 составлена в соответствии с...

РАСЧЕТ  
ВРЕМЕНИ ЦИРКУЛЯЦИИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА  
В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ НА 10 м ПРОХОДКИ  
устье - забой - устье

Производитель насосов, л/с	Утяжеленные буровые трубы $d + 108$ мм $d_1 56$ мм							
	Время отставания (циркуляции, с)							
	Входящего (устье - забой)	Выходящего (забой - устье)						
		Диаметр долота, мм						
	132	140	145	151	161	190		
2,5	9,5	18	25	29,5	35	45	75	
3	8	15	21	24	29	37,5	63	
3,5	7	13	18	21	25	32	54	
4	6	11,5	15,5	18	22	28	47	
4,5	5,5	10,5	14	16	19,5	25	42	
5	5	9,5	12,5	14,5	17,5	22,5	38	
5,5	4,5	8,5	11,5	13	16	20,5	34	
6	4	7,5	10,5	12	14,5	18,5	31,5	
6,5	3,5	7	9,5	11,5	13,5	17	29	
7	3,5	6,5	9	10,5	12,5	16	27	
7,5	3	6	8,5	9,5	11,5	15	25	
8	3	5,5	7,5	8,5	11	14	23,5	
9	2,5	5	7	8	9,5	12,5	21	
10	2,5	4,5	6,5	7	8,5	11,5	19	
11	2	4	6	6,5	8	10	17,5	
12	2	3,5	5,5	6	7,5	9	15,5	
13	2	3,5	5	5,5	7	8,5	14,5	
14	2	3	4,5	5	6,5	8	13,5	
15	1,5	3	4	5	6	7,5	12,5	

I Таблица I - 4, 6 составил А.С.Медведев.

РАСЧЕТ  
ВРЕМЕНИ ЦИРКУЛЯЦИИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА  
В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ НА 10 м ПРОХОДКИ

устье - забой - устье

Производительность насосов, л/с	Бурильные трубы $d$ 73 мм		$d$ , 56 мм							
	Время отставания (циркуляции, с)									
	Входящего (устье-забой)	Выходящего (забой - устье)								
		Диаметр дюжета, мм								
	I13	I32	I40	I45	I51	I61	I90	200		
2,5	9,5	23,5	38,5	45,5	50,5	55	65	96	110,5	
3	8	22	32	38	42	46	54	80	92	
3,5	7	19	27,5	32,5	36	39,5	46,5	68,5	79	
4	6	16,5	24	28,5	31,5	34,5	40,5	60	69	
4,5	5,5	15	22	25,5	28	30,5	36	53,5	60,15	
5	5	13,5	19	23	25	27,5	32,5	48	55,5	
5,5	4,5	12	17,5	21	23	25	29,5	44	50,5	
6	4	11	16	19	22	23	27	40	46	
6,5	3,5	10	14,5	17,5	19,5	21	25	37	42,5	
7	3,5	9	13,5	16	18	19,5	23	34	39,9	
7,5	3	8,5	12,5	15	16,5	18,5	21,5	32	36,5	
8	3	8	12	14,5	15,5	17,5	20,5	30	34,5	
9	2,5	7	11	12,5	14	15,5	18	26,5	30,5	
10	2,5	6,5	9,5	11,5	12,5	14	16	24	27,5	
11	2	6	8,5	10,5	11,5	12,5	14,5	21,5	25	
12	2	5,5	8	9,5	10,5	11,5	13	20	23,5	
13	2	5	7,5	8,5	9,5	10,5	12	18,5	21	
14	2	4,5	7	8	9	10	11,5	17	19,5	
15	1,5	4	6,5	7,5	8,5	9,5	11	16	18,5	

3 минута

РАСЧЕТ

ВРЕМЕНИ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОГО РАСТВОРА  
 В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ НА 10 м ПРОХОДКИ  
 устье - забой - устье

Произ- води- тельность насосов, л/с	Время охлаждения (устье забой)	Бурильные трубы $\alpha$ 60,3 мм $d_1$ 44 мм									
		Время отогревания (циркуляции, м) Входящего (забой - устье) Диаметр долота, мм									
		118	132	140	145	151	161	190	200		
2.5	3.5	31	43	51	55	60	70	101	115		
3	5.5	26	36	42	46	50	58	84	96		
3.5	4.5	22.5	31	36	39.5	42.5	50	72	82		
4	4	19.5	27	31	34.5	37.5	43.5	63	72		
4.5	3.5	17.5	24	28.5	30.5	33.5	39	56	64		
5	3.5	16.5	22	25.5	27.5	30	35	50.5	57.5		
5.5	3	14	19.5	23	25	27.5	31.5	46	52		
6	3	13	18	22	23	25	29	42	48		
6.5	2.5	12	17	21	21.5	23	27	39	44.5		
7	2.5	11	15.5	18	19.5	21.5	25	36	41		
7.5	2	10.5	14.5	17	18	20	22.5	33.5	38		
8	2	10	13.5	16	17	18.5	21.5	31.5	36.5		
9	2	9	12	14	15.5	17	19	28	32		
10	2	8	11	12.5	13.5	15	17.5	25	29		
11	1.5	7	10	11.5	12.5	13.5	16	23	26		
12	1.5	6.5	9	10.5	11.5	12.5	14.5	21	24		
13	1	6	9.5	9.5	10.5	11.5	13	19	22		
14	1	5.5	8	9	9.5	10.5	12.5	18	20.5		
15	1	5	7.5	8.5	9	10	12	17	19		

РАСЧЕТ  
ВРЕМЕНИ ЦИРКУЛЯЦИИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА  
В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ НА 10 м ПРОХОДКИ

устье - забой - устье

Производительность насосов, л/с	Бурильные трубы $d = 89$ мм $d_1 = 71$ мм									
	Время отставания (циркуляции, с)									
	Входящего	Выходящего (забой - устье)								
	(устье забой)	Диаметр долота, мм								
	118	132	140	145	151	161	190	200		
2.5	15	19	30	36	41	48	57	90	101	
3	12.5	16	25	30	34	40	48	75	84	
3.5	11	14	21.5	25.5	28.5	34.5	41	68.5	72	
4	9.5	12	18.5	22.5	25	30	36	56.5	63	
4.5	8.5	10.5	16.5	20	23	27	32	50	56	
5	7.5	9.5	15	18	20.5	24	29	45	50.5	
5.5	7	8.5	13.5	16.5	18.5	21.5	26.5	41	45.5	
6	6.5	8	12.5	15	17	19.5	24	37.5	42	
6.5	6	7.5	11.5	14	15.5	18.5	22	35.5	39	
7	5.5	7	10.5	13	14.5	17	20.5	32	36	
7.5	5	6.5	10	12	13.5	16	19	30	33.5	
8	5	6	9.5	11	12.5	15	18	28	31.5	
9	4	5.5	8.5	10	11.5	13	16	25	28	
10	4	5	7.5	9	10	12	14.5	22.5	25	
11	3.5	4.5	7	8	9	11	13	20.5	23	
12	3	4	6.5	7.5	8.5	10	12	18.5	21	
13	3	3.5	6.5	7	8	9	11	17.5	19	
14	2.5	3.5	5.5	6.5	7.5	8.5	10	16	18	
15	2.5	3	5	6	7	8	9.5	15	17	

## ВРЕМЯ ЗАПОЛНЕНИЯ 200 л ЕМКОСТИ

Производительность насосов, л/мин	Время заполнения, с
180	67
210	57
240	50
270	45
300	40
330	36
360	33
390	31
420	29
450	27
480	25
510	23
540	21
570	19
600	17
630	15
660	13
690	11
720	9

10. Болдин С.А. "Техника АСУ: Структурный анализ систем автоматического управления". М., "Гостехиздат", 1963.

11. Временные инструкции по эксплуатации. М., 1964.

12. Временные инструкции по эксплуатации. М., 1967.

13. Голлер В.М. "Техника автоматического управления". М., "Гостехиздат", 1964.  
 Авт.: Г.Г.Григорьев, В.М.Голлер, В.М.Туркин, В.М.Александров.

14. Голлер В.М. "Техника автоматического управления". М., "Гостехиздат", 1963, с. 41-44.

15. Голлер В.М. "Методы изучения влияния параметров элементов автоматического управления на динамику системы". "Техника", М., 1964.



## Л и т е р а т у р а

1. Азизханов Х.Н., Строганов В.А., Опрятинина Н.С. К вопросу о формировании брахиантиклиналей Айзават и Култук. "Нефтегазовая геология и геофизика", № 4. М., изд.ВНИИОЭНГ, 1971, с.16-18.
2. Антонов П.Л. К изучению закономерностей распределения газонасыщенности горных пород с глубиной. М., Гостоптехиздат, 1958.
3. Антонов П.Л. К теории газовой съемки. Сб. "Геохимические методы поисков нефти". М., Гостоптехиздат, 1950, с.8-12.
4. Антонов П.Л. Некоторые результаты исследований по молекулярной миграции углеводородных газов в горных породах. Сб. "Проблема геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений и вопросы ядерной геологии". Тр.ВНИИЯГГ, вып.4. М., "Недра", 1968, с.132-154.
5. Антонов П.Л. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород. Докл. III Межд. научн. конф. по вопр. геохимии, микробиологии и прикл. химии. Будапешт, 1963, с.100-119.
6. Антонов П.Л. Результаты исследований диффузионной проницаемости осадочных пород для углеводородных газов. Сб. "Геохимические методы поисков нефти и газа и вопросы ядерной геологии". Тр.ВНИИЯГГ, вып.8. М., "Недра", 1970, с.40-54.
7. Антошина И.Н., Васильева Л.Б., Кондратов Л.С. О влиянии литолого-петрографических особенностей пород и их битуминозности на распределение газобразных углеводородов по разрезу (на примере скв.52 Северо-Голубовской площади СССР). Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр.ВНИИЯГГ, вып.10. М., "Недра", 1971, с.69-78.
8. Вассоевич Н.Б., Амосов В.А. Изменение нефтей в земной коре. М., Гостоптехиздат, 1953.
9. Вернадский В.И. О газовом обмене земной коры. Изд. АН, № 2, вып.6, 1912.
10. Волков С.А., Волков А.С. Справочник по разведочному бурению. М., Гостоптехиздат, 1963.
11. Временные инструктивные указания. Изд.ОНТИ ВНИИЯГГ. М., 1964.
12. Временное методическое наставление. Изд.ОНТИ ВНИИЯГГ. М., 1967.
13. Газовая съемка, газовый каротаж и анализ газа. М., Гостоптехиздат, 1954.  
Авт.: Г.Г.Григорьев, М.И.Суббота, Н.М.Туркельтауб, Б.П.Ясенов.
14. Геллер Е.М. Геохимические проявления газонефтяных залежей в покрывающих породах. Тр.совещ.АН СССР, 1959, с.41-44.
15. Геллер Е.М. Методика изучения малых содержаний углеводородных газов в породах (керновая микрогазметрия скважин). "Геология", № 3, М., 1960.

16. Дикенштейн Г.Х. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии. М., "Недра", 1965.

17. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., "Наука", 1973.

18. Карцев А.А., Шугрин В.П. Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа. М., "Недра", 1964.

19. Комплексные нефтегазопроисковые геохимические исследования в районах Средней Азии и Западного Казахстана. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. Тр.ВНИИГТ, вып.10. М., "Недра", 1971, с.124-126. Авт.: Х.Н.Азизханов, А.И.Анцыфоров, Л.С.Кондратов, М.Г.Петренко, В.М.Старовойтов, В.А.Строганов.

20. Кондратов Л.С. Значение некоторых качественных показателей при изучении рассеянных углеводородных газов. Сб. "Газометрия опорных горизонтов при поисках нефтяных и газовых месторождений". Тр.ВНИИГТ, вып.16, М., "Недра", 1973, с.67-83.

21. Коробов Д.С. Газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту с целью поисков месторождений нефти и газа. Саратов, 1969.

22. Лукьянов С.И. Нефтегазопроисковые геохимические работы на площади Чукуркуль. Сб. "Газометрия опорных горизонтов при поисках нефтяных и газовых месторождений". Тр.ВНИИГТ, вып.16. М., "Недра", 1973, с.153-156.

23. Максимов С.П. Проблемы происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М., Гостоптехиздат, 1960.

24. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1964.

25. Максимов С.П., Чемоданов В.С. Формирование залежей нефти и газа в пределах Кумдагской зоны поднятий. "Геология нефти и газа", № 6, 1959.

26. Могилевский Г.А. Газометрия скважин. Бюллетень нефтяной геофизики, вып.14. М., изд.ОНИ, 1937.

27. Могилевский Г.А. Исследование газоносности пород методами керновой и циркуляционной газометрии скважин. "Разведка недр", № 4. М., 1940.

28. Могилевский Г.А. Опыт применения газового каротажа и газометрии скважин в некоторых газонефтеносных и разведочных районах. М., изд.ГОСИНТИ, 1960.

29. Могилевский Г.А. Основные вопросы микробиологического метода поисков нефти и газа. Сб. "Проблема геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений и вопросы ядерной геологии". Тр.ВНИИГТ, вып.4. М., "Недра", 1968, с.157-191.

30. Нарижная В.Е. Геохимия природных газов Средней Азии. Л., "Недра", 1965.

31. Некоторые результаты разработки и опробования геохимических методов поисков нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. Сб. "Газометрия опорных горизонтов при поисках нефтяных и газовых месторождений". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 16. М., "Недра", 1973, с. 146-153.  
Авт.: В.А. Струганов, В.А. Гальченко, М.Г. Петренко, С.Л. Зубайраев, И.Г. Кениг.

32. О выборе опорных геохимических горизонтов и оценке аномалийных эффектов. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 10. М., "Недра", 1971, с. 33-36.  
Авт.: К.Н. Азизханов, Л.С. Кондратов, М.Г. Петренко, В.М. Старовойтов, В.А. Струганов.

33. Распределение рассеянных углеводородных газов в мезозойских и кайнозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 10. М., "Недра", 1971, с. 65-69.  
Авт.: Г.А. Гладышева, И.Г. Кениг, Л.С. Кондратов, М.Г. Петренко, В.А. Струганов.

34. Результаты геохимических исследований на месторождении Култак и непродуктивной структуре Айзават. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 10. М., "Недра", 1971, с. 110-114.  
Авт.: К.Н. Азизханов, Л.С. Кондратов, Н.С. Опряткина, В.М. Старовойтов.

35. Результаты поисковых геохимических работ на Передельской и Веселогоровской площадях. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 10. М., "Недра", 1971, с. 152-156.  
Авт.: И.Г. Кениг, А.П. Крылов, В.П. Левшунова, М.Г. Петренко, Э.С. Тягина.

36. Рогозина Е.В. Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества. М., "Недра", 1967.

37. Соколов В.А. Новый метод поисков нефтяных и газовых месторождений. М., Бюл. НГРИ, № 1, 1933.

38. Соколов В.А. Газовая съемка. М., Изд. ОНТИ, 1936.

39. Соколов В.А. Газовая съемка как метод разведки на нефть. Тр. ХУП Межд. конгр. М., изд. ГОНТИ, 1937, с. 19-21.

40. Соколов В.А. Прямые геохимические методы поисков нефти. М., Гостоптехиздат, 1947.

41. Соколов В.А. Научные основы геохимических методов поисков нефти и газа. (Доклад на Всес. конф., 1958). Сб. "Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений". Изд-во АН СССР, 1959, с. 9-12.

42. Соколов В.А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., "Недра", 1966.

43. Соколов В.А., Григорьев Г.Г. Методика и результаты газовых геохимических нефтегазописковых работ. М., Гостоптехиздат, 1962.

44. Соколов В.А., Кричевский Г.И. О перспективах открытия крупных месторождений газа в солянокупольном районе междуречья Волги и Урала. "Геология нефти и газа", № 4, 1966.

45. Соколов В.А., Юровский Ю.М. Теория и практика газового каротажа. М., Гостоптехиздат, 1961.

46. Сравнение данных о газонасыщенности пород при разных способах отбора керн. Сб. "Геохимические методы поисков нефти и газа и вопросы ядерной геологии". Тр.ВНИИЯГТ, вып.8. М., "Недра", 1970, с.118-128.  
Авт.: В.Б.Рабутовский, И.Г.Кениг, Ю.Л.Мещеряков, Г.А.Гладышева, А.П.Крылов.

47. Старобинец И.С. Геохимия нефти и газов Средней Азии. М., "Недра", 1966.

48. Строганов В.А. Некоторые рекомендации по применению геохимического нефтегазопискового метода. "Нефтегазовая геология и геохимия", № 7, М., 1969.

49. Строганов В.А., Кениг И.Г., Петренко М.Г. Вопросы методики геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений по опорным газометрическим горизонтам. Сб. "Газометрия опорных горизонтов при поисках нефтяных и газовых месторождений". Тр.ВНИИЯГТ, вып.16. М., "Недра", 1973, с.5-15.

50. Сырьевая база развития газовой промышленности Средней Азии. М., "Недра", 1970.

51. Теория и методика геохимических поисков нефти и газа. Сб. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа". Тр.ВНИИЯГТ, вып.10. М., "Недра", 1971, с.3-16.  
Авт.: П.Л.Антонов, О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, Г.А.Могилевский, Н.И.Мусиченко, Н.В.Поршнева, В.А.Строганов.

52. Условия, параметры и пути восходящей миграции природных газов от залежей нефти и газа и некоторые теоретические модели миграции. Сб. "Проблема геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений и вопросы ядерной геологии". Тр.ВНИИЯГТ, вып.4. М., "Недра", 1968, с.58-132.  
Авт.: Ю.И.Склянин, Т.Ф.Бреева, Л.Б.Васильева, Н.А.Домнина, А.Н.Кочонис, Л.С.Кондратов, И.Н.Антошина, Л.М.Завьялова, В.Н.Крищенко, А.И.Шлепова.

53. Ферсман А.Е. Геохимия. Госхимиздат. Л., 1939.

54. Юровский Ю.М. О прогнозировании характера залежи по данным газового каротажа. "Геология нефти и газа", № 10, 1960.

55. Юровский Ю.М., Левшунов П.А., Миркин О.Б. Газовый каротаж нефтяных скважин. М., Гостоптехиздат, 1953.

56. Ясенев Б.П. Новые данные о прямых геохимических методах разведки нефтяных и газовых месторождений. "Геология нефти и газа", № 12, 1962.

57. Ясенев Б.П. Прямые геохимические методы поисков нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1962.

58. Яснев Б.П. Глубинные газокерновые исследования в некоторых районах СССР. Докл. III Межд. научн. конф. по вопр. геохимии, микробиологии и прикл. химии. Будапешт, 1968, с.176-198.

ВНИИ ГЕОХИМИИ  
И ГЕОЛОГИИ  
Иgneous rocks  
Leningrad

Институт геологии и геохимии  
Ленинградского государственного университета  
Ленинград, ул. Гусевский проспект, 25

Ленинградский государственный университет  
Институт геологии и геохимии  
Ленинград, ул. Гусевский проспект, 25

Институт геологии и геохимии  
Ленинградского государственного университета  
Ленинград, ул. Гусевский проспект, 25

Институт геологии и геохимии  
Ленинградского государственного университета  
Ленинград, ул. Гусевский проспект, 25

Детальные геохимические  
нефтегазописковые работы  
по опорным газометрическим  
горизонтам

(Методические указания)

Ответственный за выпуск М.Т.Гурин

Редактор И.М.Шорникова корректор Р.Г.Грумбова

ИИ8105, Москва, Варшавское шоссе, 8, ОНТИ ВНИИЯГТ

---

Л.29447 от 29/УШ-75г. Формат 60x84 1/16д.л. Объем 6,5п.л.

Заказ 13800

Цена 50 коп.

Тираж 500 экз.

---

Фабрика КМН Главного управления вычислительных работ

ЦСУ СССР  
Москва, ул.Кирова, 39

Отпечатано на ротационной  
ВНИИЯГТ

Цена 50 коп.

1823