



**Тематические
научно-технические
обзоры**

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
НА НЕФТЬ И ГАЗ**

МОСКВА · 1968

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

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

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ

СЕРИЯ

*НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ
И ГЕОФИЗИКА*

ВНИИОЭНГ Москва 1968

В обзоре рассмотрены материалы по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности некоторых районов, фазовые соотношения углеводородов в недрах и оценки их запасов.

Приводится методика определения плотности промежуточного слоя по наблюдениям с гравиметрами на дневной поверхности. Описываются результаты применения гидравлического и цилиндрического зонда. Исследуются характеристики водоносных и поглощающих пластов и закономерность их пространственного распространения.

Обзор представляет интерес для широкого круга инженерно-технических работников, занятых поиском, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также для преподавателей нефтяных вузов и техникумов.

Составители обзора:

М. С. Арабаджи, С. А. Балиев, И. И. Башлыкин,
А. И. Бутин, Р. И. Быков, В. П. Гаврилов, К. В. Гладкий,
Е. Н. Дмитриева, Ю. Г. Епифанов, А. А. Контельцев,
М. Ш. Моделевский, В. С. Мильничук, А. Д. Надежкин,
В. Е. Никитский, Е. И. Парнов, П. А. Поспелов,
С. А. Серкерев, В. Г. Смолянинов, М. И. Тарханов,
В. Д. Шароварин, Ю. И. Шатов, В. Л. Шустер,
В. С. Цоцур.

ВВЕДЕНИЕ

В обзоре освещены вопросы геологического строения, определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным, даны перспективы нефтегазоносности некоторых районов и перспективы развития отечественной магниторазведки. Приведены исследования поглощающих пластов, их гидрогеологическая характеристика и закономерности пространственного распространения.

Обзор составил коллектив авторов: «Перспективы нефтегазоносности каменноугольных отложений Северной Башкирии» — А. Д. Надежкин, Ю. И. Шатов и В. С. Цоцур; «К вопросу о перспективах газоносности палеогеновых отложений Устюрта» — А. А. Коптельцев, М. С. Арабаджи и В. С. Мильничук; «Фазовые соотношения углеводородов в недрах и оценка запасов нефти и газа» — М. Ш. Моделевский и Е. И. Парнов; «О формировании Ачакского газоконденсатного месторождения» — Р. И. Быков, В. П. Гаврилов, Е. Н. Дмитриева, М. И. Тарханов и В. Л. Шустер; «Определение плотности промежуточного слоя по наблюдениям с гравиметрами на дневной поверхности» — К. В. Гладкий и С. А. Серкеров; «Состояние и перспективы развития отечественной магниторазведки» — В. Е. Никитский; «Результаты исследования скважин гидравлическим цилиндрическим зондом» — И. И. Башлыкин; «О связи водонасыщенности с пористостью и проницаемостью глинистых песчаников нижнего мела Прикумского нефтегазоносного района (по данным анализов кернов и промысловой геофизики)» — В. Д. Шароварин и Ю. Г. Епифанов; «Исследование поглощающих пластов пьезометрическими методами и интерпретация их результатов» — В. Г. Смолянинов, А. И. Бутин, С. А. Балиев и П. А. Поспелов; «Гидрогеологическая характеристика водоносных и поглощающих горизонтов и закономерности их пространственного распространения» — В. Г. Смолянинов и С. А. Балиев.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ БАШКИРИИ

К настоящему времени в северной и северо-восточной частях Башкирии открыт ряд месторождений, приуроченных к различным по своей морфологии и природе структурам платформенного типа. Связанные с ними залежи нефти выявлены в терригенных и карбонатных отложениях, охватывающих широкий стратиграфический диапазон — от девона и среднего карбона включительно.

В тектоническом отношении в северной Башкирии (рис. 1) выделяются такие крупные структурные единицы I порядка, как Башкирский свод с его краевой частью, Бирская седловина, отделяющая его от Татарского свода, расположенного на западе, и южное ответвление Верхне-Камской впадины. По верхнедевонско-визейским отложениям тектоника района осложняется наличием сформировавшихся в это время Актамыш-Чишминского и Шалымского некомпенсированных прогибов, наложивших свой отпечаток как на тектонику района, так и на фациальную характеристику отложений и характер размещения скоплений нефти и газа.

Помимо названных крупных структурных элементов первого порядка, в пределах каждого тектонического региона выделяются структуры более мелких II и III порядков, осложняющие их. Так, по верхнепермским отложениям и Бирской седловине выделяется до пяти валов северо-западного простирания, основой которых послужил верхнедевонско-каменноугольный структурный план. Краевая часть Башкирского свода также осложнена рядом структурных элементов II (валов, выступов и т. п.) и III порядков (Караидельско-Чернушинский вал, Гожано-Куединский и Чераул-Орьбашский структурные выступы, Татышлинская, Максимовская, Четырманская и другие структуры). Одной из особенностей тектоники региона является усиление структур с глубиной от верхнепермских к нижнекаменноугольным. Наиболее контрастные структуры отмечаются по кровле турнейского яруса, поверхность которого, по-видимому, представляет собой мор-

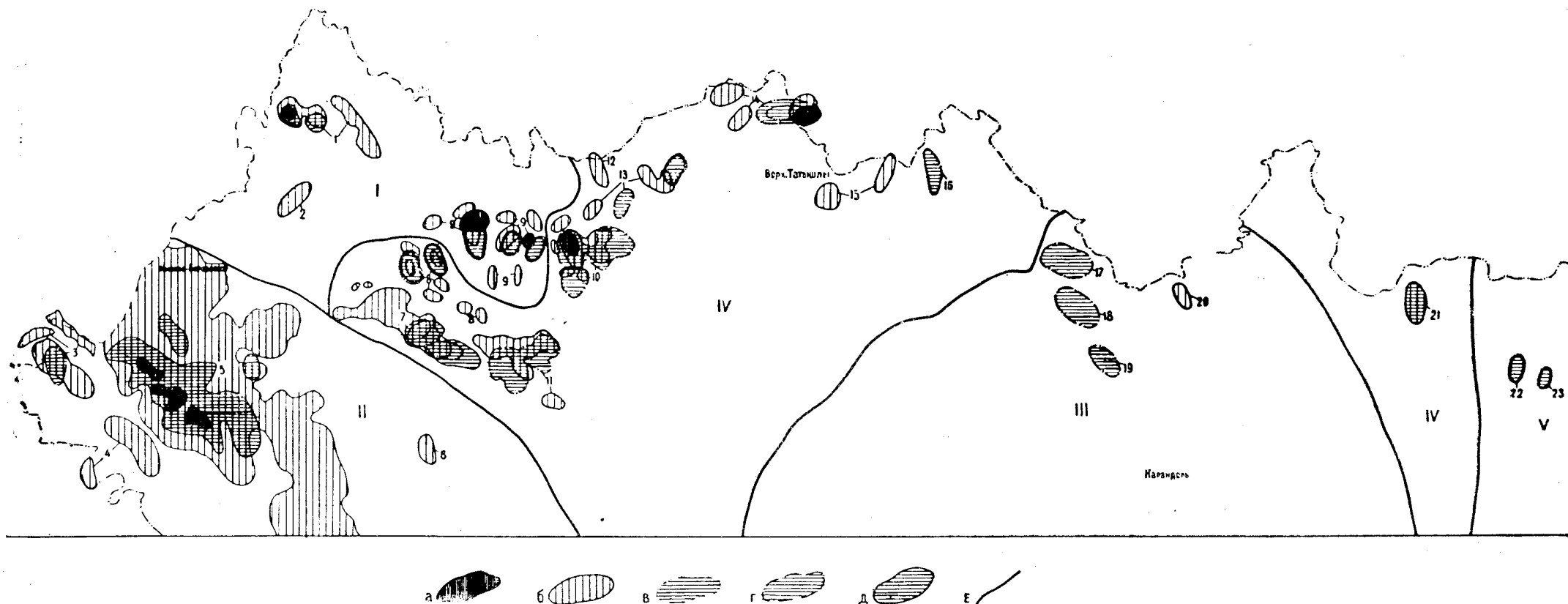


Рис. 1. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Северной Башкирии:

а — залежи нефти, выявленные в отложениях турнейского яруса; б — то же в терригенных отложениях нижнего карбона; в — то же в башкирском ярусе; г — залежи нефти и газа, выявленные в отложениях верейского горизонта; д — то же в каширо-подольском горизонте; е — границы тектонических регионов.

Тектонические регионы: I — Верхне-Камская впадина, II — Бирская седловина, III — Башкирский свод, IV — крайняя часть Башкирского свода, V — Юрюзано-Айская впадина.

Месторождения: 1 — Воядинское, 2 — Раздолыинское, 3 — Саузбашевское, 4 — Кабановское, 5 — Арлаво-Дюртюлинская группа, 6 — Надеждинское, 7 — Чераул-Орьебашское, 8 — Ит-кинеевское, 9 — Игровское, 10 — Четырманское, 11 — Кузбаевское, 12 — Максимовское, 13 — Югомашское, 14 — Татышлинское, 15 — Казанчинское, 16 — Восточно-Казанчинское, 17 — Кубиязинское, 18 — Южно-Кубиязинское, 19 — Маталинское, 20 — Биявашское, 21 — Усть-Айское, 22 — Метелинское, 23 — Кызылбаевское

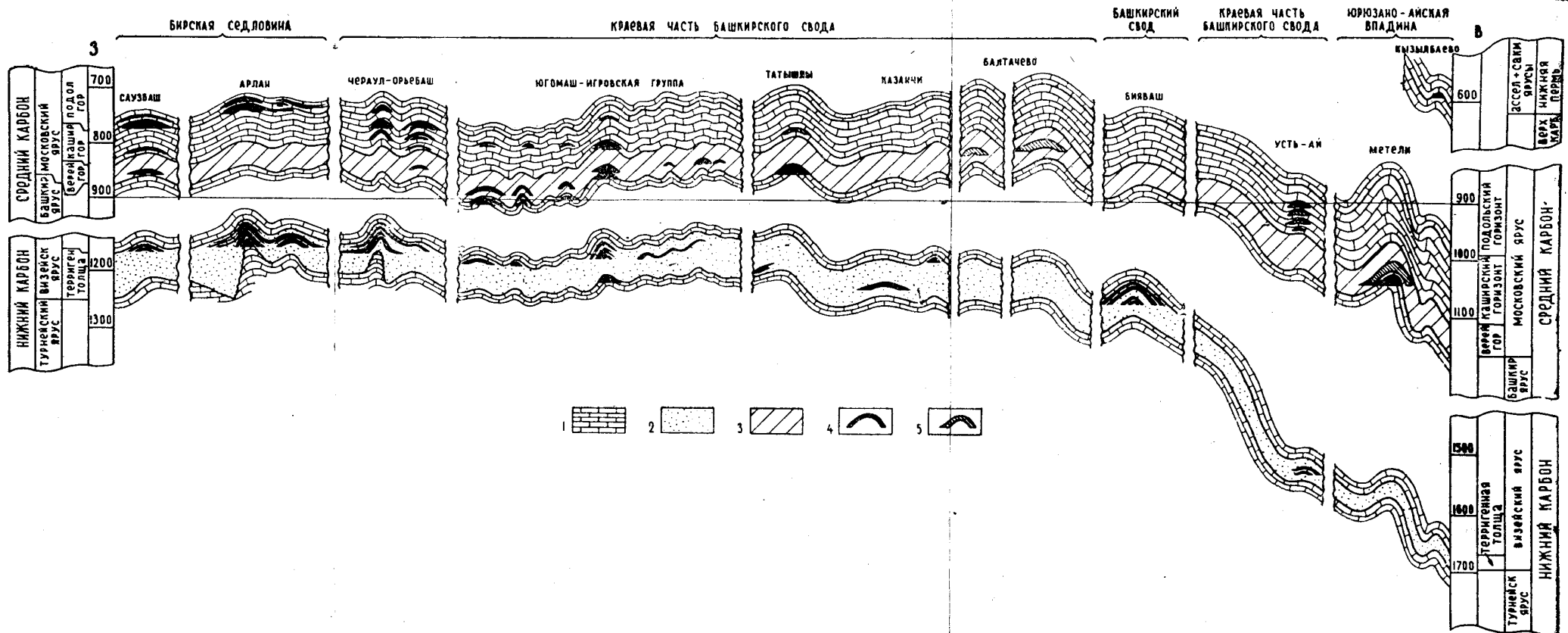


Рис. 2. Схематический геологический профиль отложений нижнего и среднего карбона.
 1 — карбонатные отложения; 2 — терригенные отложения; 3 — карбонатно-терригенные отложения; 4 — залежи нефти; 5 — залежи газа

фологическую основу, наследуемую во всех вышележащих горизонтах карбона и нижней перми, что, в свою очередь, обусловлено седиментационными процессами, происходившими в позднедевонско-турнейское время при формировании Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов.

В пределах краевой части Башкирского свода при общем совпадении нижних и верхних структурных планов девонские слои имеют более спокойное пологое залегание. При рассмотрении характера соотношения структурных форм рельефа по различным маркирующим горизонтам девона и карбона в ряде мест устанавливается, что наиболее резкие поднятия турнейского и фаменского ярусов, обусловленные раздувом франско-фаменской карбонатной толщи, соответствуют в плане наиболее погруженным участкам рельефа терригенного девона (Четырманская, Воядинская и другие рифогенные структуры).

Анализируя в целом некоторые особенности тектоники локальных поднятий, с которыми связаны известные месторождения нефти и газа в пределах рассматриваемой территории, можно выделить в основном три типа структур.

1. Незначительные по размерам и амплитуде структуры, четко фиксирующиеся по нижнепермским и каменноугольным маркирующим горизонтам, но не имеющие отображения в плане поверхности терригенных отложений девона (Саузбашская, Раздольинская и другие структуры в пределах Бирской седловины), формирование которых обусловлено совместным влиянием тектонических и седиментационных факторов.

2. Структуры тектонической природы, характеризующиеся общим соответствием структурных планов перми, карбона и девона (Югомашская, Максимовская и др.), выявленные в пределах краевой части Башкирского свода.

3. Структуры облекания, расположенные по бортам Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов, в образовании которых существенную роль, по-видимому, играли рифогенные сооружения (Воядинская, Четырманская и др.) [2, 3].

Основным регионально продуктивным горизонтом, с которым связаны многочисленные скопления нефти северной Башкирии, является терригенная толща нижнего карбона. Коллекторами нефти здесь служат песчаники, часто в разной степени алевритистые, и крупнозернистые алевриты. Нефтеносные песчаники и алевриты залегают в виде прослоев среди глинистых и углистых разностей пород и относятся по возрасту к бобриковскому и тульскому горизонтам визейского яруса нижнего карбона (рис. 2). Мощность некоторых песчаных прослоев и их количество находятся в прямой зависимости от мощности терригенной толщи нижнего карбона.

Максимальные значения мощности терригенной толщи (до 100 м и более) наблюдаются в северо-западных частях Бирской седловины, где эти отложения рассматриваются нами вслед за некоторыми исследователями [2, 3] как осадки, компенсировавшие прогибание дна морского бассейна в нижнекаменноугольное время. Здесь же выделяется и наибольшее число песчаных прослоев (до 8—10) с суммарной мощностью до 50 м и более. В направлении к вершинам Башкирского и Татарского сводов мощность терригенной толщи постепенно сокращается (до 5—10 м). Соответственно уменьшается количество и мощность песчаных прослоев, которые становятся менее выдержанными по простиранию.

На северных площадях краевой части Башкирского свода мощность терригенной толщи сравнительно выдержана и колеблется в пределах 45—65 м. Количество песчаных прослоев достигает 4—6, а суммарная мощность их 15—25 м, местами и более этого.

Примыкающая к Предуральскому прогибу краевая часть Башкирского свода по сравнению с более западными областями северной Башкирии недостаточно разбурена и менее охвачена геолого-геофизическими исследованиями. Результаты бурения последних лет на северо-востоке платформы указывают на присутствие в пределах этой территории в разрезе терригенной толщи нижнего карбона пород-коллекторов. Наличие же нефтепроявлений в них и промышленных скоплений нефти, выявленных скв. 1017у, 1352у (Усть-Айская и Биявашская структуры), позволяют предполагать, что при благоприятных условиях здесь могут быть залежи нефти и газа (см. рис. 1 и 2).

В терригенных отложениях нижнего карбона и северной Башкирии открыт ряд нефтяных месторождений (см. рис. 1), в большинстве своем многопластовых. Выявленные в них залежи относятся к структурному и структурно-литологическому типам [4].

Другим промышленно-нефтеносным горизонтом являются отложения турнейского яруса, в котором коллекторами служат пористо-кавернозные, преимущественно органогенные известняки. Скопления нефти в них установлены в пределах Арлаво-Дюртюлинской нефтеносной зоны, в местах наиболее повышенного залегания кровли яруса, Манчаровской и Юго-маш-Игровской группы месторождений, а также на площадях, примыкающих к ним. Нефтеносность отложений турнейского яруса на структурах первого и второго выделенных типов, как правило, связана с пластом пористых и тонко кавернозных известняков мощностью не свыше 20 м, залегающим в самой верхней части яруса и перекрытым маломощ-

ным (порядка 5 м) прослоем плотных окремнелых известняков, а в некоторых случаях непосредственно аргиллитами терригенной толщи нижнего карбона (см. рис. 2). Однако частое чередование пористых и плотных прослоев значительно сокращает эффективную его мощность, не превышающую обычно 6 м. Месторождения, связанные со структурами облекания рифовых массивов (третий тип), отличаются повышенной нефтенасыщенной мощностью известняков турнейского яруса (до 20 м и более). Степень насыщенности пород турнейского яруса находится в прямой зависимости от гипсометрического положения пласта и его физических свойств. Залежи нефти относятся как к пластовому, так и к массивному типам.

Как правило, залежи нефти в турнейских известняках имеют близкие отметки водо-нефтяных контактов с залежами терригенной толщи нижнего карбона. Это обстоятельство (наличие общих ВНК), а также (и в основном) сходство турнейских нефтей с нефтями терригенной толщи визейского яруса, приуроченность залежей в турнейских известняках к районам промышленной нефтеносности песчаников нижнего карбона, как отмечает Н. П. Егорова [1], свидетельствуют о едином процессе их формирования.

Нефтеносность отложений среднего карбона связана с пористыми и пористо-кавернозными известняками и доломитами подольского, каширского и верейского горизонтов и башкирского яруса (см. рис. 1 и 2). Коллекторами нефти и газа являются пористые и пористо-кавернозные органогенные, реже кристаллические известняки, переслаивающиеся с плотными карбонатными и глинистыми пропластками, являющимися покрывками для нефтяных залежей.

Нефтеносность отложений башкирского яруса отмечается в основном в пределах северной краевой части Башкирского свода и Юрюзано-Айской впадины (Югомаш-Игровская группа месторождений, Кузбаевское, Метелинское и другие месторождения) и приурочена, как правило, к верхней части его (мощность до 20 м). Выявленные залежи нефти массивного типа (см. рис. 2).

Отложения верейского горизонта в пределах рассматриваемого региона характеризуются почти повсеместным распространением нефтегазонасности. Причем промышленные скопления нефти, выявленные в северо-западных районах (Саузбашское, Чераул-Орьебашское месторождения, Югомаш-Игровская группа месторождений и др.), в восточном направлении сменяются газовыми (Татышлинское, Ново-Казанчинское, Метелинское месторождения). Наиболее интенсивные нефтегазопрооявления и промышленные скопления нефти и газа приурочены к верхней и нижней частям гори-

зонта. Пласты-коллекторы отличаются довольно хорошей выдержанностью по площади и относительно высокими коллекторскими свойствами (пористость достигает 22% — скв. 34 Четырман, проницаемость — до 0,2459 дарси). Выявленные залежи нефти и газа пластовые сводовые (см. рис. 2).

Коллекторами нефти каширского и подольского горизонтов являются пористые и пористо-кавернозные органогенно-обломочные известняки и доломиты. Наиболее интенсивные нефтепроявления и промышленные скопления нефти в северо-западной Башкирии (Саузбашская, Арланская и другие площади) приурочены к нижней («каширский репер») и верхней частям каширского и к нижней части подольского горизонтов. Восточнее (Югомашская и Игровская разведочные площади) нефтеносны средняя и нижняя части каширского горизонта, а на площадях северо-восточной Башкирии основным нефтегазоносным объектом является нижняя часть каширского горизонта, которая в виде пласта мощностью 6—7 м (именуемого в нефтепромысловой практике «каширский репер») прослеживается на всей площади.

В каширо-подольских отложениях, как и в верейском горизонте, происходит смена нефтяных залежей, выявленных в северо-западной Башкирии на Саузбашской, Чераул-Орьбашской и других площадях, газовыми — в восточных районах (Усть-Айская площадь). Залежи нефти и газа пластовые сводовые.

При прослеживании диапозона распространения нефтепроявлений в отложениях среднего карбона в направлении с запада на восток наблюдается постепенное понижение нефтегазоносности отложений отдельных стратиграфических горизонтов с запада на восток, от верейского, каширского, подольского на Арланской площади до башкирского и верейского на Кызылбаевской. Кроме того, в восточном направлении наблюдается значительное увеличение газового фактора до промышленных скоплений газа на Таташлинской, Балтачевской и Крушской площадях, что является характерной и весьма ценной особенностью северо-восточных районов платформенной Башкирии (см. рис. 2).

Залежи нефти и газа в отложениях среднего карбона имеют пластовый сводовый характер, причем каждый пласт имеет свой водо-нефтяной контакт. Здесь наблюдается та же закономерность, что и для отложений турнейского яруса, а именно — территориальное совпадение залежей нефти среднего карбона с залежами в терригенной толще нижнего карбона (см. рис. 1). Учитывая это, а также геохимические данные о том, что нефти среднего карбона более легкие (уд. вес колеблется от 0,87 до 0,89) и менее сернистые (около 2%), содержат больше легких фракций, отличаются более высокой

восстановленностью компонентов по сравнению с нефтями визейского яруса, Н. П. Егоровой [1] сделано предположение о производном характере нефтей среднего карбона от нефтей нижнего карбона, а возникновение залежей нефти преимущественно за счет вертикальной миграции наиболее подвижных компонентов из терригенной толщи визейского яруса.

Долгое время внимание геологов-нефтяников привлекала малоизученная территория Юрюзано-Айской впадины. Разведочные работы, проводившиеся в ее пределах, в последнее время увенчались успехом. Бурением скв. 25 на Кызылбаевской площади был вскрыт карбонатный разрез верхнего и среднего карбона, в отложениях которого отмечались обильные нефтегазопроявления, а в скв. 27 впервые для этой территории получен промышленный приток нефти удельного веса 0,884 с дебитом 32 *т/сутки* через 7-миллиметровый штуцер; содержание серы равно 3,8%. Несколько западнее Кызылбаевского месторождения в 1966 г. открыта залежь нефти в известняках башкирского яруса. Нефтенасыщенные известняки (эффективная мощность около 12 м) представлены пористо-кавернозными разностями, обладающими высокими коллекторскими свойствами (пористость достигает 25%). При опробовании их получен фонтанный приток нефти с дебитом 81,6 *м³/сутки* через 15-миллиметровый штуцер. На этом вновь открытом Метелинском месторождении промышленная нефтеносность установлена также в известняках «верейского репера», а на поднятии, расположенном несколько к северу, выявлено две газовые залежи в известняках башкирского яруса и верейского горизонта. При опробовании интервала длиной 20 м в скв. 82 и 78 получен приток газа с дебитом до 300 тыс. *м³/сутки* в каждой скважине (см. рис. 1 и 2). Помимо этого, обильные нефтепроявления в пределах Юрюзано-Айской впадины отмечены также в отложениях среднего и верхнего карбона в апутовской скв. 20 и яныбаевской скв. 9, в которых при опробовании были получены соответственно: в первой — газ, во второй — нефть непромышленного значения.

Северная и особенно северо-восточная части Башкирии являются слабоизученными территориями. Однако благоприятная структурно-литологическая характеристика отложений среднего и нижнего карбона в этих районах, их региональная нефтегазоносность, а также относительно хорошее качество нефтей свидетельствуют о высокой перспективности рассмотренных отложений на указанной территории. Особую ценность приобретает факт наличия газовых залежей в северо-восточных районах платформ. Кроме того, довольно удовлетворительное соответствие верхних и нижних структурных планов в пределах платформенной части рассматри-

ваемого района облегчает и несколько удешевляет поиски новых месторождений нефти и газа. Многопластовый характер месторождений и их относительная близость к разрабатываемым месторождениям (Арланскому, Чераул-Орьебашскому и др.) создают необходимые условия для высокоэффективной их разработки и быстрее ввода в эксплуатацию.

Следует также отметить, что помимо промышленно-нефтегазовых горизонтов в среднем и нижнем карбоне в северной Башкирии обильные нефтепроявления и промышленные скопления нефти обнаружены еще в терригенном и карбонатном девоне (Югомашская, Шавьядинская, Татышлинская и другие площади), а в пробуренной в Пермской области, в пределах Верхне-Камской впадины, на Сивинской структуре скв. 1 получен незначительный приток нефти из песчаников бавлинской серии осадков, подтвердивший высказывавшиеся ранее предположения о высоких перспективах этого потенциально нефтегазового комплекса осадков на обширной территории.

На основе вышеизложенных данных весь север Башкирии, и особенно его северо-восточную часть, можно выделить в первоочередной район поисков залежей нефти и газа. С целью быстрее ввода в промышленную разведку этих малоизученных и перспективных площадей, на наш взгляд, необходимо:

1) ускорить подготовку структур для постановки глубокого поисково-разведочного бурения в северных платформенных областях и в пределах Юрюзано-Айской впадины структурно-поисковым бурением и геофизическими методами;

2) принимая во внимание незначительные размеры структур, что подтверждается результатами разведки, при проведении поисково-картировочных работ рекомендуется значительно уплотнить имеющуюся сетку структурных скважин, а также, учитывая значительную глубину залегания основных нефтегазовых горизонтов, провести дополнительные исследования, особенно для районов Юрюзано-Айской впадины, по выбору наиболее надежного маркирующего горизонта, отображающего глубинную тектонику; таковым может, по-видимому, явиться «верейский репер», наиболее хорошо выдержанный на изученной территории. Кроме того, верейский горизонт может оказаться хорошим отражающим горизонтом при проведении сейсмических работ вследствие значительного увеличения терригенности его разреза в восточном направлении;

3) закартированные структуры разбуривать не менее чем тремя скважинами по профилю вкрест простираения структур или зон поднятия; при этом необходимо, чтобы сводовые

скважины вскрывали весь разрез палеозойских и, насколько это возможно, допалеозойских пород;

4) для изучения геологического строения и выяснений перспектив нефтегазоносности в пределах северо-восточного и восточного склонов Башкирского свода пробурить на участке сочленения его с Юрюзано-Айской впадиной ряд глубоких поисково-разведочных скважин по профилю, идущему вкрест простираения наметившихся по нижнепермским отложениям структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. Егорова Н. П. О некоторых закономерностях изменения свойств девонских и каменноугольных нефтей Западной Башкирии. Тр. УФНИИ, вып. VIII. Гостоптехиздат, 1962.

2. Мкртчян О. М. Основные генетические типы структурных форм Бирской седловины. «Новости нефтяной и газовой техники», № 2, 1962.

3. Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О. и др. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. «Наука», 1965.

4. Ованесов Г. П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии, их классификация и методы поисков. Гостоптехиздат, 1962.

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ ГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЮРТА

Выгодное географическое положение Устюрта, расположенного в непосредственной близости от нефтегазоносных районов Средней Азии и Западного Казахстана, выдвинуло эту территорию в число наиболее перспективных районов Средней Азии. Перспективность Устюрта в настоящее время подтвердилась открытием нефтяных и газовых месторождений Жетыбай, Узень, Тенге, Шахпахты, Молкудукское, Базайско-Аккулковское, Ачакское. Открытие этих месторождений вызвало повышенный интерес геологов-нефтяников к освоению этой территории и привело к резкому подъему геолого-поисковых работ в пределах исследуемого региона.

Промышленные скопления газа и нефти в пределах Устюрта связываются с породами от нижнеюрского до эоценового возраста включительно, причем основными регионально нефтегазоносными породами являются отложения средней юры и нижнего мела.

Большая часть исследуемой территории Устюрта и прилегающих областей перекрыта молодыми неоген-четвертичными отложениями, которые маскируют нижележащие горизонты и затрудняют изучение их геологического строения [2, 3, 4].

В целях изучения строения глубоких горизонтов исследуемой территории была построена геологическая карта со снятием неоген-четвертичных отложений [1], которая позволила значительно расширить геологическое представление о данной территории. Однако карта эта не дает исчерпывающего ответа на вопросы о геологическом строении и характере залегания более древних и наиболее интересных в нефтегазоносном отношении горизонтов. В частности, на карте недостаточно выделяется строение отрицательных структурных элементов. Это объясняется тем, что под неоген-четвертичным покровом залегает еще более мощная толща палеогеновых отложений, которая также маскирует строение нижележащих горизонтов. Пробуренные в настоящее время глубокие скважины, вскрывшие отложения нижних горизонтов осадочного чехла, также не могут дать уверенный ответ о геологическом строении этих горизонтов, так как количество этих скважин слишком мало.

Между тем верхние горизонты осадочного чехла (палеогеновые и частично верхнемеловые отложения) рассматриваемой территории полностью вскрываются большим количеством скважин, благодаря чему и геологическое строение их изучено значительно лучше.

Для более подробного представления об истории геологического развития территории Устюрта были составлены палеогеологическая карта предпалеогенового времени (рис. 3) и схема трансгрессивного залегания палеогеновых отложений на поверхности мела (рис. 4). Эти построения позволили значительно уточнить геологическое строение территории в предпалеогеновое время.

Палеогеологическая карта предпалеогенового времени (см. рис. 3) позволяет судить о том, что в тектонически опущенных зонах (прогибах) широкое распространение имеют осадки верхнего мела и, в частности, отложения датского яруса. По мере приближения к региональным зонам поднятий наблюдается развитие отложений маастрихта, которые как бы разделяют зоны поднятий и зоны прогибов.

Особенно широко распространены отложения маастрихта на севере исследуемой территории, между Центрально-Устюртской зоной поднятий и Северо-Устюртской зоной интенсивного прогибания. На поднятиях отложения дата и маастрихта, как правило, отсутствуют и широко распространены отложения кампана и более древних горизонтов меловой системы. Причем в наиболее приподнятых участках Центрально-Устюртской зоны поднятий наблюдается отсутствие всего верхнего мела и в сводах отдельных локальных структур под неогеновыми осадками залегают нижнемеловые породы альбского и аптского возраста.

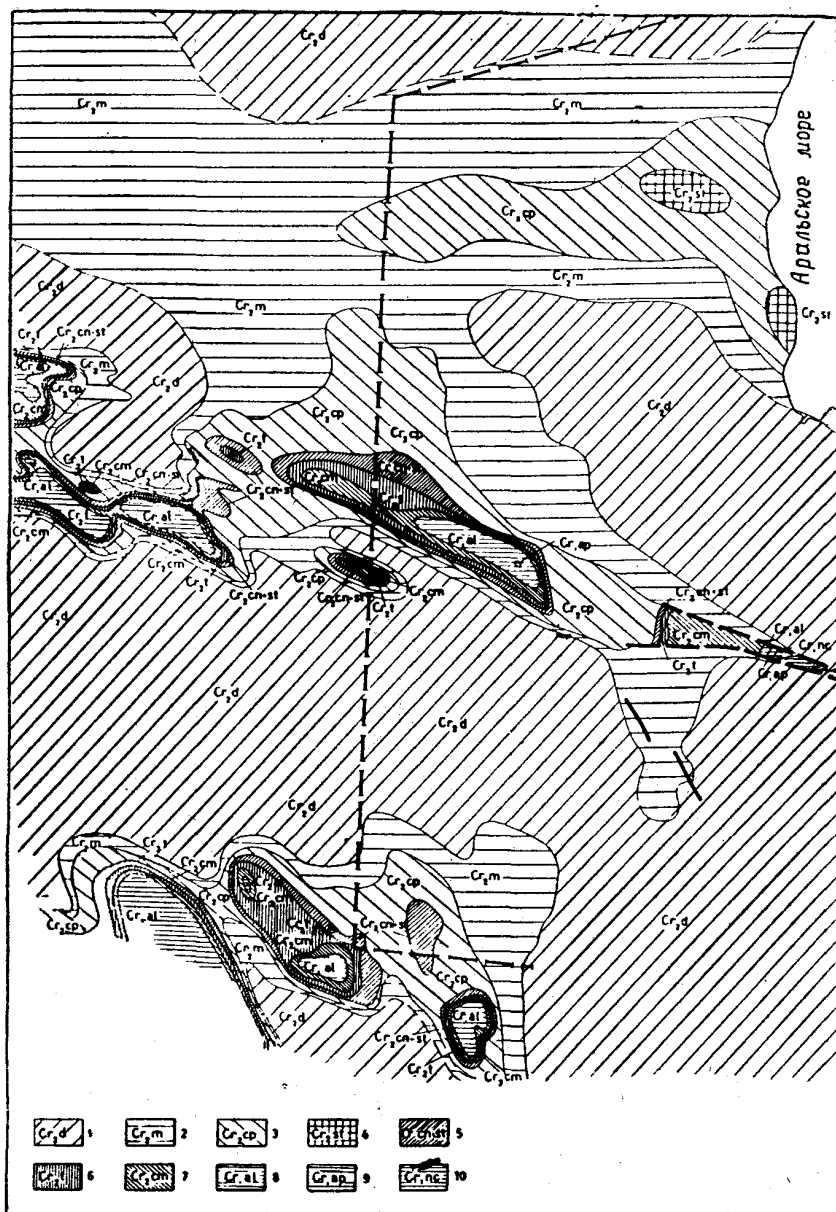


Рис. 3. Палеогеологическая карта предпалеогенового времени:
 1 — датские отложения; 2 — маастрихтские отложения; 3 — кампанские отложения; 4 — сантонские отложения; 5 — сенон-сантонские отложения; 6 — туронские отложения; 7 — сеноманские отложения; 8 — альбские отложения; 9 — аптские отложения; 10 — отложения неокома

Такой интенсивный размыв меловых отложений характерен для всех региональных зон поднятий. Чем крупнее было поднятие, чем интенсивнее были восходящие тектониче-

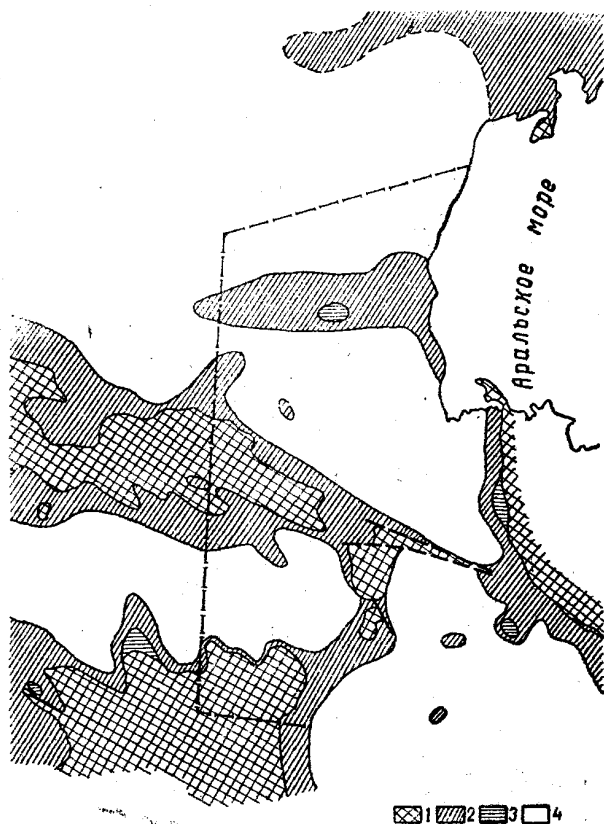


Рис. 4. Схема трансгрессивного налегания палеогеновых отложений на поверхности меловых отложений:
 1 — область отсутствия отложений палеогена; 2 — область залегания отложений среднего эоцена на меловых отложениях; 3 — область залегания отложений верхнего эоцена на меловых отложениях; 4 — область залегания палеоценовых отложений на меловых отложениях

ские движения, тем глубже проходил размыв меловых осадков и тем более древними породами образованы своды структур.

Из анализа схемы трансгрессивных залеганий отложений палеогена на поверхности меловых отложений (см. рис. 4) хорошо видно, что размыву были подвержены не только ме-

ловые, но в значительной степени и палеогеновые отложения. В результате размыва на крупных поднятиях (Центрально-Устьюртское, Айбугирское) и в значительной степени на Актумсукском отложения палеогена вообще отсутствуют или представлены только отложениями палеоцена или эоцена.

Как правило, непосредственно около зон полного отсутствия палеогеновых отложений, как бы оконтуривая их, залегают отложения среднего эоцена. Распространение отложений среднего эоцена наблюдается также в пределах Актумсукской зоны поднятий, что свидетельствует, по всей вероятности, о замедлении восходящих движений в эоценовое время.

В олигоценовое время положительный рост поднятий, видимо, снова усиливается, о чем говорят выпадения из разреза отложений олигоцена. В предпалеогеновое время, как и в преднеогеновое, осадки мела и палеогена интенсивно размывались в основном только на поднятиях. Во впадинах эрозионные процессы протекали значительно слабее или совсем отсутствовали, вследствие чего в пределах отрицательных структур на верхнемеловых (датских) отложениях согласно залегают отложения палеоцена* (см. рис. 3 и 4).

Таким образом, из анализа представленных карт видно, что в течение геологической истории палеогена большая часть территории Устьюрта испытывала непрерывное и значительное прогибание. Но наряду с общими нисходящими движениями ряд участков исследуемой территории испытывал восходящие движения (зоны поднятий), которые привели к размыву ранее отложившихся осадков палеогена и верхнего мела.

Об отложениях пород более молодого возраста в пределах поднятий свидетельствуют участки (островки) сохранившихся от размыва отложений среднего эоцена в зоне Центрально-Устьюртского поднятия, верхнего эоцена на Актумсукском и Туаркырском поднятиях (см. рис. 3 и 4).

В настоящее время, когда из палеогеновых (верхнеэоценовых) отложений Северного Устьюрта получены промышленные притоки горючего газа (Молкудукское, Чагырлинское, Чумыштинское и Базайско-Аккулковское месторождения), изучение этих отложений является весьма актуальной задачей. Результаты проведенного анализа материалов, характеризующих историю геологического развития Устьюрта в предпалеогеновое время, несомненно, позволят более пра-

* Нерасчищенные отложения палеоцена и нижнего эоцена (Pg₁, Pg₂) в пределах Северного Устьюрта относились нами к палеоценовым отложениям.

вильно направлять и планировать геолого-поисковые работы на быстрейшее открытие нефте-газовых месторождений в пределах изучаемой территории.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев Ю. М., Мильничук В. С. Структурные особенности палеогенового комплекса Устьярта. Тр. МИНХ и ГП, вып. 36, 1962.
2. Гарецкий Р. Г., Кирюхин Л. Г., Плещеев И. С. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Северного Устьярта. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 4, 1965.
3. Коптельцев А. А., Полканова Л. П., Самодуров В. И. История тектонического развития Устьярта в палеогеновое время. Бюлл. МОИП, № 6, 1966.
4. Кузнецов Ю. Я., Прусов В. В., Туголесов Д. А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Устьярта. «Советская геология», № 10, 1963.

ФАЗОВЫЕ СООТНОШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕДРАХ И ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Жидкие и газообразные углеводороды в пластовых условиях образуют сложные многокомпонентные системы, сосуществующие в весьма широких интервалах температур и давлений. Компонентом является каждый индивидуальный углеводород. Однако для упрощения допустимо как жидкую, так и газообразную фазы считать однокомпонентными, как бы состоящими из одного суммарного компонента. Это дает возможность применить к системам нефть—газ общие термодинамические принципы фазовых равновесий. Другими словами, нефтяная залежь рассматривается в качестве однофазной двухкомпонентной (нефть+растворенный газ) системы, газовая залежь—однофазной однокомпонентной системы. Газо-нефтяные и газоконденсатно-нефтяные залежи представляют собой двухфазные двухкомпонентные системы.

Любое возможное в пластовых условиях сочетание нефти и газа можно выразить показателем фазовых соотношений Γ , введенным в литературу М. С. Напольским [2] под наименованием «коэффициент газонасности».

$$\Gamma = \frac{V_{\text{пр}} + V_{\text{сг}}}{V_{\text{н}} + V_{\text{пр}} + V_{\text{сг}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{н}}$, $V_{\text{пр}}$, $V_{\text{сг}}$ — объемы, занятые в пластовых условиях соответственно нефтью, растворенным и свободным газом.

Значение Γ , равное нулю, соответствует нефти, практически лишенной растворенного газа ($V_{\text{пр}} = 0$ и $V_{\text{сг}} = 0$). Зна-

чению Γ , равному единице, отвечает чисто газовая залежь. Все промежуточные соотношения жидкой и газообразной фаз (нефть с растворенным газом, нефтяные залежи с газовыми шапками) укладываются в значения показателя Γ от 0 до 1. В случае газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей под V_n понимается суммарный объем нефтяной оторочки и нефти, в пластовых условиях растворенной в газовой фазе, т. е. конденсата.

Как показал анализ фактического распределения запасов нефти и газа в более чем 350 залежах месторождений восточного и западного Предкавказья, Коми АССР, Татарии, Башкирии, Пермской области, юго-западной Туркмении, Мангышлака, Афгано-Таджикского бассейна, количественное соотношение объемов нефти и газа в залежи в значительной степени определяется пластовыми условиями в ловушке и прежде всего величиной отношения давления насыщения нефти к пластовому давлению [1].

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что средняя величина давления насыщения нефтей одного и того же горизонта колеблется в весьма узких пределах на довольно значительных территориях и в широких интервалах глубин. Так, нефти поддоманиковых отложений Коми АССР характеризуются давлениями насыщения от 115 до 135 ат при изменении глубины залежей от 600 до 3300 м. В тех же горизонтах Башкирии, Татарии и Пермской области, залегающих в интервале глубин 1600—2100 м, величина давления насыщения составляет 90—100 ат. Нефти юрских и меловых отложений в районе Грозного и в Южном Дагестане характеризуются величиной давления насыщения 245—285 ат при глубинах залежей 2500—3500 м, в Прикумской области — 110—140 ат на глубинах 2000—3000 м, в районе Южного Мангышлака — в среднем 100 ат. В нефтях чокракско-караганских отложений Восточного Предкавказья преобладающая величина давления насыщения 90—100 ат. В Азово-Кубанском бассейне средняя величина этого параметра для нефтей третичных отложений равна 135 ат, а нижнемеловых — 130 ат. Имеются и исключения, когда в некоторых районах отдельные замеры давления насыщения нефтей того или иного горизонта значительно отличаются от преобладающей величины для этого горизонта. Так, средняя величина давления насыщения нефтей тульско-бобриковских отложений Башкирского и Татарского сводов и Бирской седловины равна 65 ат, а для этих же отложений Краснокамско-Полазненского и Ярино-Каменноложского валов 95—165 ат. Не углубляясь в рассмотрение вопроса о причинах таких отклонений от общей закономерности, можно, однако, утверждать, что они носят частный характер, и наоборот, относи-

тельное постоянство средних величин давления насыщения (фоновых величин) является общим правилом. В этом случае фоновую величину давления насыщения можно использовать в качестве параметра, характеризующего залежи нефти и газа продуктивных толщ на значительных территориях, что, в свою очередь, позволяет объективно подойти к оценке объемных соотношений различных компонентов в пластовых условиях в случае не только нефтяных, но и газо-нефтяных и газоконденсатных залежей. Известно, что давление насыщения в нефтяных оторочках всегда равно пластовому давлению и в случае газо-нефтяной залежи меньше, а в случае газоконденсатно-нефтяной залежи — больше фоновой величины. Поэтому в обоих случаях для сопоставления с пластовым давлением использовалась не замеренная, а фоновая величина давления насыщения $\bar{P}_{\text{нас}}$.

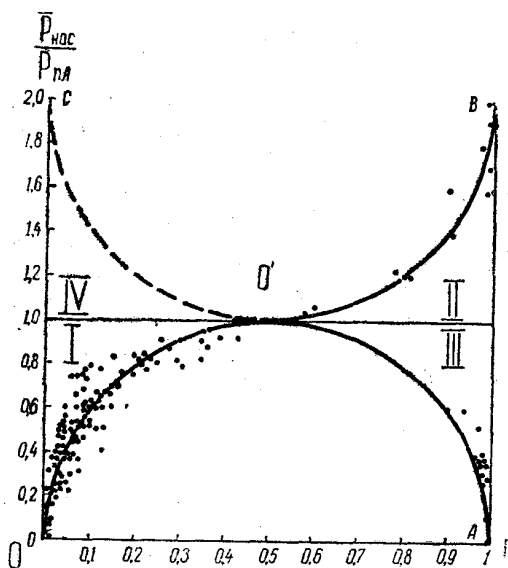


Рис. 5. Физическое состояние нефти и газа в недрах:

I — нефть; II — нефть + свободный газ;
III — нефть + конденсатный газ; IV — конденсатная нефть

Между величиной отношения $\bar{P}_{\text{нас}}/P_{\text{пл}}$ и показателем фазовых соотношений Γ выявляется четкая количественная связь (рис. 5). Выделяются основные известные состояния нефте-газовой смеси: нефть, нефть + свободный природный (сухой) газ, нефть + свободный конденсатный газ и конденсатная нефть (предполагаемое состояние нефти в сверхкритических условиях) [1].

Рассмотрим общий случай изменения пластовых условий в залежи. Допустим, что эта залежь первоначально была нефтяной, недонасыщенной растворенным газом. В

этом случае пластовое давление превышает давление насыщения и степень недонасыщенности нефти растворенным газом пропорциональна дефициту давления $(P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}})$. При снижении пластового давления в залежи, например, в слу-

чае подъема данного участка, дефицит давления уменьшится, а степень газонасыщенности нефти (объемная доля растворенного газа) — возрастет. Этот процесс выражается участком OO' кривой на рис. 5. По мере приближения величины пластового давления к величине давления насыщения значение показателя фазовых соотношений изменяется от 0 до 0,5. Эта кривая характеризует все возможные состояния жидкой нефти в пласте — от полностью лишенной растворенного газа (точка O) до предельно газонасыщенной (точка O'). Предельное газонасыщение нефти наступает в момент, когда пластовое давление становится равным давлению насыщения. Примечательно, что это состояние характеризуется величиной Γ , равной 0,5 — при предельном газонасыщении объема нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях равны между собой. Из этого следует, что в общем случае в нефти не может быть растворено газа по объему больше, чем объем этой нефти в данных пластовых условиях. Поэтому по мере дальнейшего снижения пластового давления и увеличения объема растворенного газа последний неизбежно должен выделиться в свободную фазу, а нефтяная оторочка остается предельно газонасыщенной.

В газо-нефтяных залежах роль свободного газа тем выше, чем больше превышение величины давления насыщения над пластовым давлением. В этом случае речь идет уже о фоновом, а не истинном давлении насыщения, уменьшившемся в результате выделения из нефти части растворенного газа в свободную фазу. Отношение $\bar{P}_{\text{нас}}/P_{\text{пл}}$ на участке кривой $O'B$, характеризующем газо-нефтяное состояние, изменяется от 1 до 2. Чисто газовые залежи ($\Gamma=1,0$) являются, как видим, крайним случаем общего двухфазного состояния (точка $1B$), когда объем жидкой фазы стремится к нулю, а пластовое давление меньше фоновое давление насыщения не менее чем вдвое.

Газоконденсатно-нефтяные залежи также характеризуются двухфазным состоянием нефте-газовой смеси, но при параметрах пластовых условий, превышающих критические для таких систем (участок кривой $O'A$). Величина показателя фазовых соотношений для таких залежей изменяется так же, как и для газо-нефтяных — от 0,5 до 1,0. Однако отношение $\bar{P}_{\text{нас}}/P_{\text{пл}}$ всегда меньше единицы. Из этого следует, что в пределах одного и того же горизонта в одних и тех же пластовых условиях залежи конденсатного газа не могут быть встречены одновременно с залежами сухого газа или газо-нефтяными залежами.

В зависимости от величины нефтяной оторочки и количества растворенного в газе конденсата кривая $O'A$ характе-

ризует изменение фазовых соотношений в ловушке от газо-конденсатных шапок со значительными нефтяными частями до почти чисто газовых залежей с ничтожными количествами растворенной нефти.

В практике поисково-разведочных работ на нефть и газ нередко случаи, когда по данным бурения представляется возможным достаточно точно определить количество (запасы) лишь одного из компонентов нефте-газовой смеси. Между тем для объективной оценки месторождения и правильной организации разведочных работ крайне важно бывает уже на первых этапах разведки знать количественные соотношения всех компонентов, особенно в случае газо-нефтяных, газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей.

Зная величину показателя Γ и преобразуя соответствующим образом формулу (1) для различных фазовых соотношений нефте-газовой смеси в пластовых условиях, можно получить ряд частных формул, позволяющих вычислить объемы (а следовательно, и запасы) нефти, свободного и растворенного газа в случае, если одно из составляющих этой формулы известно (например, известны запасы нефти, нужно вычислить запасы растворенного газа; известны запасы газовой шапки, нужно рассчитать запасы нефтяной оторочки и т. п.). Разберем некоторые возможные случаи.

Нефтяная залежь. Параметр $V_{сг}$ формулы (1) равен 0. Переведя объемы нефти и растворенного газа в пластовых условиях в запасы этих полезных ископаемых в стандартных условиях, получим формулу подсчета запасов растворенного газа $G_{рг}$ млрд. m^3 по заданной величине запасов нефти Q_n млн. т:

$$G_{рг} = \frac{Q_n \cdot \Gamma}{(1 - \Gamma) \cdot d_n \cdot v}, \text{ млрд. } m^3, \quad (2)$$

где d_n — плотность нефти, g/cm^3 ,
 v — объемный коэффициент растворенного газа, $m^3 \cdot 10^{-3}$ (определяется по графикам на рис. 6).

Формула (2) может быть использована для контроля правильности подсчета запасов растворенного газа в нефтяной залежи. К окончанию разведки нефтяного месторождения такие параметры продуктивных пластов, как пластовое давление и давление насыщения нефти, определяются достаточно точно. Следовательно, используя график на рис. 5 и формулу (2), можно достаточно точно рассчитать и количество растворенного газа во всех нефтяных залежах данного месторождения. Если расчетные результаты близки к данным, полученным по замерам газовых факторов или анализам глубинных проб нефти, можно считать, что запасы растворенного газа подсчитаны правильно.

Газо-нефтяная залежь. Учитывая, что газонасыщенность нефтяной оторочки (нефтяной части нефте-газовой залежи) всегда является предельной, т. е. $\Gamma=0,50$, а $V_n=V_{rg}$, формула (1) принимает вид:

$$\Gamma = \frac{V_n + V_{cr}}{2V_n + V_{cr}}. \quad (3)$$

Отсюда легко получить формулу для расчета запасов свободного газа $G_{гш}$ по известным запасам нефтяной оторочки

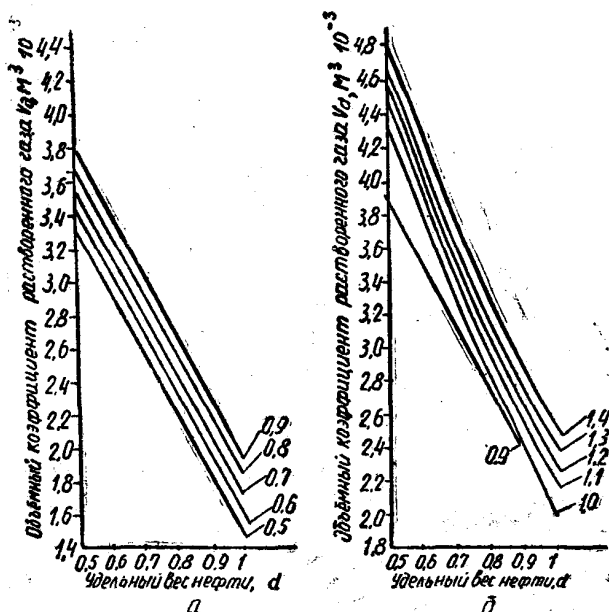


Рис. 6. График объемного коэффициента растворенного газа:

а — для сухого газа; б — для жирного газа. Цифрами на кривых показан удельный вес газа по воздуху

$Q_{н-от}$, или наоборот, запасов нефти по известным запасам газовой шапки с учетом объемного коэффициента свободного газа F .

$$G_{гш} = \frac{Q_{н-от} \cdot (2\Gamma - 1) \cdot F}{(1 - \Gamma) \cdot d_n}, \text{ млрд. м}^3 \quad (4)$$

$$Q_n = \frac{G_{гш} \cdot (1 - \Gamma) \cdot d_n}{(2\Gamma - 1) \cdot F \cdot 10^{-3}}, \text{ млн. т} \quad (5)$$

(в данном случае мы пренебрегаем некоторым количеством нефти, растворенной в газовой шапке, полагая, что практически вся нефть сосредоточена в нефтяной оторочке).

Запасы растворенного газа в нефтяной оторочке определяются как:

$$G_{\text{р.от}} = \frac{Q_{\text{н.от}}}{d_{\text{н}} \cdot \gamma}, \text{ млрд. м}^3. \quad (6)$$

Аналогичным образом определяются запасы нефти, газа и газоконденсата в случае газоконденсатной или газоконденсатно-нефтяной залежи. Однако в этом случае для правильного определения запасов нефтяной оторочки и количества растворенного в ней газа предварительно нужно из полученного общего количества нефти $Q_{\text{н}}$ вычесть то количество нефти, которое растворено в газовой шапке, т. е. количество газоконденсата. В общем случае наличие нефтяной оторочки у газоконденсатной залежи свидетельствует о том, что эта залежь предельно насыщена конденсатом. По аналогии с предельным газонасыщением нефтяной оторочки можно предположить, что предельное нефтенасыщение газовой шапки предопределяет равенство объемов свободного газа и конденсата в пластовых условиях. В этом случае предельное для данных пластовых условий количество конденсата $Q_{\text{гк}}$ определится как

$$Q_{\text{гк.пред}} = V_{\text{сг}} \cdot d_{\text{гк}} = \frac{G_{\text{гш}} \cdot d_{\text{гк}}}{F \cdot 10^{-3}}, \text{ млн. т.} \quad (7)$$

а запасы нефтяной оторочки — как

$$Q_{\text{н.от}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{гк.пред}}, \text{ млн. т.} \quad (8)$$

Если предельное количество конденсата, определенное по формуле (7), окажется меньше, чем общее количество нефти $Q_{\text{н}}$, определенное по формуле (5), нефтяная оторочка отсутствует и вся нефть растворена в свободной газовой фазе.

Таким образом, зная пластовые условия в обнаруженной поисковыми работами газовой или газоконденсатной залежи и основные свойства характерных для данного продуктивного горизонта нефтей (фоновую величину давления насыщения), можно уже в начальной стадии разведки месторождения подойти к решению вопроса о наличии или отсутствии у этой залежи нефтяной оторочки. Это тем более важно, что если запасы свободного газа можно достаточно точно и быстро определить по методу падения давления, то для решения вопроса о присутствии нефтяной оторочки и ее промышленного значения нередко приходится бурить значительное количество дополнительных разведочных скважин.

Приведенные выше формулы расчета запасов нефти и газа, основанные на принципе фазовых соотношений пластовых флюидов в недрах, могут быть использованы также для подсчета потенциальных ресурсов нефти и газа крупных территорий, поскольку подход к физическому состоянию углево-

дородной смеси в недрах одинаков как применительно к локальным ловушкам, так и применительно к крупным объемам природных резервуаров. Только в этом случае используются усредненные параметры, а следовательно, и результаты получаются более общими, усредненными в целом по области, району, участку.

ЛИТЕРАТУРА

1. Моделевский М. Ш., Парнов Е. И. К проблеме физического состояния нефти и газа в недрах. Докл. АН СССР, т. 175, № 6, 1967.
2. Напольский М. С. О балансовом методе подсчета перспективных запасов нефти и газа. «Вопросы геологии и нефтегазоносности Кавказа и Предкавказья». ЦНИИТнефтегаз, 1963.

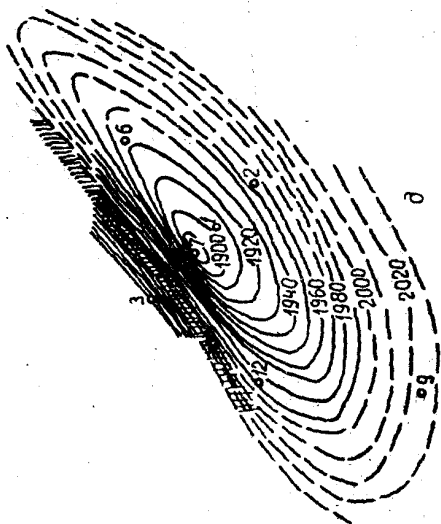
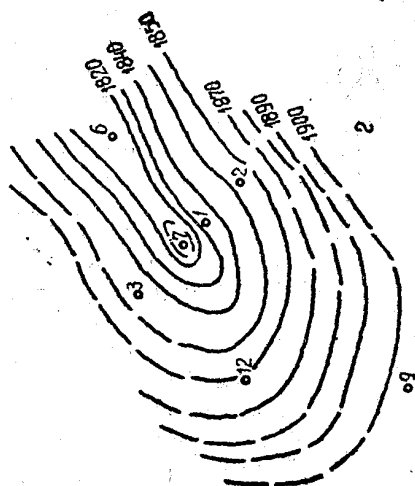
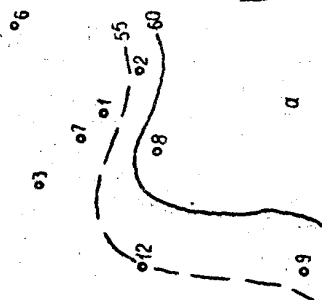
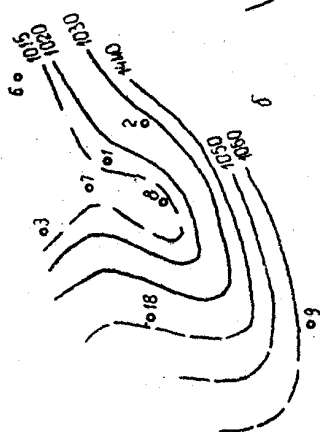
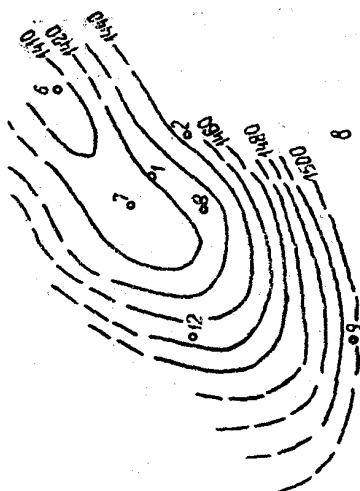
О ФОРМИРОВАНИИ АЧАКСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Открытие в 1966 г. Ачакского газоконденсатного месторождения выдвинуло Северо-Восточную Туркмению в число новых высокоперспективных нефтегазоносных областей Туранской плиты.

Ачакская структура, расположенная в центральной части Заунгузского прогиба, ориентирована в северо-восточном направлении и по кровле юры имеет размеры $20,0 \times 7,5$ км. В ее строении участвуют отложения пермотриаса, юры, мела, палеогена и неоген-антропогена; общая мощность послетриасовой толщи составляет 2700—2800 м. Продуктивные горизонты, представленные гранулярными коллекторами, относятся к юрскому и меловому комплексам. Всего здесь известно 15 продуктивных горизонтов; из них 9 (Ia, IIa, IIб, III, IVa, IVб, IVв, Va, Vб) относятся к неокон-апту и 6 (VIa, VIб, VII, VIII, IX, X) приурочены к верхней юре [1].

Для установления закономерностей пространственного распределения скоплений углеводородов важное значение имеет изучение особенностей формирования структурных ловушек. С этой целью для Ачакской структуры были составлены карты мощностей и серия палеоструктурных карт по реперу в кровле оксфордского и по кровле аптского ярусов, позволившие восстановить основные черты развития этой складки в послейорское время.

Палеоструктурные карты по реперу в кровле оксфордских отложений, составленные на начало нижнего и верхнего мела, палеогена и неогена, дают возможность судить о формировании ловушки в юрских отложениях (рис. 7).



1500—
1
2
3
0
///

Рис. 7. Палеоструктурные карты Ачакской антиклинали по реперу в кровле оксфордского яруса: а — к началу раннего мела; б — к началу позднего мела; в — к началу палеогена; г — к началу неогена; д — современная структурная карта по реперу в кровле оксфордского яруса; 1 — изогипсы по реперу в кровле оксфордского яруса; 2 — номер скважины; 3 — тектоническое нарушение

К началу нижнего мела исследуемая структурная поверхность представляла собой наклоненную к югу моноклиаль (см. рис. 7,а). Приподнятым был район скв. 3, 7, 1 и 6, где репер в кровле оксфорда залегал на глубине 52 м. К югу (скв. 8) моноклиаль погружалась на 64 м.

К началу верхнего мела Ачакская площадь в тектоническом отношении представляла собой крупный структурный нос, ориентированный в субмеридиональном направлении и раскрывавшийся к север-северо-востоку (см. рис. 7,б). Максимально приподнятым был район скв. 8 и 6, где репер в кровле оксфорда оказался на глубине 1010 м.

К началу палеогена Ачакская структура уже приобретает иную, северо-восточную ориентировку. Наиболее приподнятым являлся участок скв. 6, где репер в кровле оксфордского яруса располагался на глубине 1407 м. Структура раскрывалась в северо-восточном направлении, в сторону соседней Северо-Ачакской площади. Амплитуда ее не превышала 15—25 м (см. рис. 7, в).

Не оформилось окончательно Ачакское поднятие и к началу неогена. Структурный план по реперу в кровле оксфорда наследуется от предыдущего этапа. Намечается появление двух куполов, осложняющих складку в районе скв. 7 и 6, причем первый из них рельефнее и оконтуривается изолинией 1815 м (см. рис. 7,г). Структура остается раскрытой в северо-восточном направлении.

В настоящее время Ачакская структура по реперу в кровле оксфорда четко выражена в виде вытянутой в северо-восточном направлении антиклинали длиной в 20, шириной в 7,5 км и с амплитудой 120 м (см. рис. 7,д). Антиклинальное поднятие характеризуется асимметричным строением с крутым ($8^{\circ}30'$) северо-западным крылом. Такое строение, по-видимому, связано с наличием дизъюнктивного нарушения, активно развивавшегося в неоген-антропогеновое время.

Рассмотрим формирование Ачакской антиклинали по меловым горизонтам (рис. 8), поскольку основные запасы газа содержатся

в отложениях мела. Палеоструктурные карты, составленные по кровле аптского яруса, к началу верхнего мела, палеогена, неогена дают следующую картину.

На рис. 8, а видно, что к началу позднего мела замкнутая куполовидная ловушка, располагавшаяся в районе скв. 8, имела небольшую амплитуду (20 м). К началу палеогена (рис. 8, б) произошло расформирование этой ловушки и Ачакская площадь представляла собой слабо выраженный структурный нос, погружавшийся к юго-западу. Наиболее приподнятая его часть располагалась в районе скв. 6, где

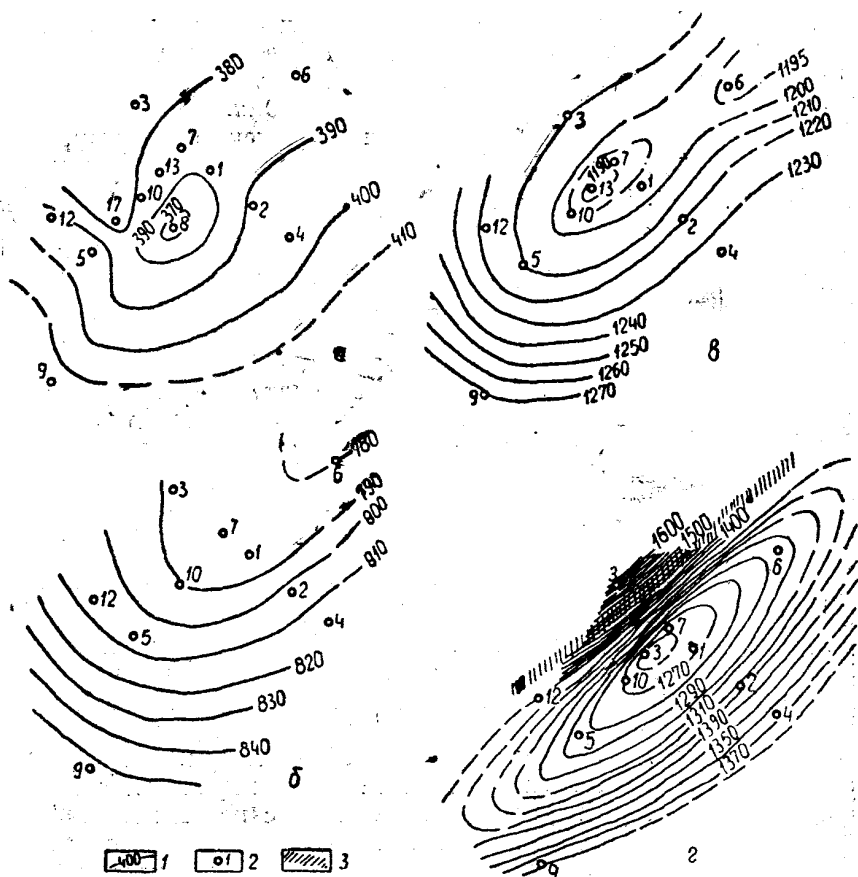


Рис. 8. Палеоструктурные карты Ачакской антиклинали по кровле аптского яруса:

а — к началу позднего мела; б — к началу палеогена; в — к началу неогена; г — современная структурная карта по кровле аптского яруса; 1 — изогипсы по кровле аптского яруса; 2 — номер скважины; 3 — тектонические нарушения

глубина залегания кровли аптского яруса не превышала 780 м, тогда как в скв. 9 она увеличивалась до 852 м.

К неогену намечается образование антиклинальной ловушки, ориентированной в северо-восточном направлении и состоящей из двух куполов: в районе скв. 13 и 6. Первый купол с амплитудой 6 м выражен более четко, второй купол раскрывался к северо-востоку (см. рис. 8, в). В таком виде Ачакская структура (при незначительной амплитуде) практически не могла служить ловушкой и удерживать углеводороды. Окончательное формирование Ачакской антиклинали по кровле аптского яруса произошло позже, в неоген-антропогене. В современном плане Ачакское поднятие по кровле аптского яруса представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении единую антиклиналь аналогичного строения, что и по юрским отложениям (см. рис. 8, г).

Таким образом, Ачакская структура, по-видимому, начала формироваться с нижнего мела, однако до неогенового времени как по юрским, так и по меловым горизонтам она не была замкнутой с северо-востока. Поэтому до неогенового времени Ачакская структура не могла удержать углеводороды, которые неизбежно должны были мигрировать к северо-востоку, в сторону соседней Северо-Ачакской антиклинали. Только с неогенового времени по всем горизонтам происходит замыкание и четкое оформление Ачакской асимметричной антиклинальной складки с осложненным северо-западным крылом.

Анализ карт мощности нижнемеловых, верхнемеловых, палеогеновых и неоген-антропогеновых отложений подтверждает сделанные выводы об особенностях и времени формирования Ачакской антиклинали, свидетельствуя о четко выраженном конседиментационном характере ее развития в нижне- и верхнемеловую эпохи и особенно на неоген-антропогеновом этапе, сопровождавшемся увеличением градиента мощности на северо-западном крыле.

Учитывая указанные особенности формирования Ачакской структуры, можно сделать некоторые выводы и в отношении времени образования газовых и газоконденсатных залежей этого крупного месторождения и о перспективах нефтегазоносности прилегающих к Ачакскому месторождению поднятий и в первую очередь Северо-Ачакской площади.

На Ачакском месторождении образование залежей углеводородов в верхнеюрских и особенно в меловых отложениях произошло не раньше, чем в неогене (поскольку только к неоген-антропогену оформились ловушки по этим отложениям). Это дает основание предполагать, что углеводороды, которые могли поступать в Ачакскую антиклиналь в начальные этапы ее развития (в период, когда ловушка еще не

сформировалась), должны были мигрировать к северо-востоку, вверх по восстанию пластов в сторону Северо-Ачакской структуры, где могла произойти их аккумуляция. Поэтому есть реальная возможность обнаружить на Северо-Ачакской структуре залежи нефти и газа и в юрских, и в меловых горизонтах. Не следует смущаться тем, что по современному плану (по кровле мела) Северо-Ачакское поднятие на 100 м ниже, чем Ачакское. Такое гипсометрическое соотношение, судя по данным палеотектонического анализа в пределах Ачакской площади, возникло лишь в неоген-антропогене, до этого же времени Северо-Ачакская складка занимала, по-видимому, более приподнятое положение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Барановский К. А. и др. Особенности формирования Ачакского газового месторождения в связи с перспективами газоносности северо-восточной части Туркмении. «Нефтегазовая геология и геофизика», М., ВНИИОЭНГ, № 21-22, 1967.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ ПО НАБЛЮДЕНИЯМ С ГРАВИМЕТРАМИ НА ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Знание истинной плотности промежуточного слоя* особенно важно при высокоточной гравиметрической съемке. Простой расчет показывает, что ошибка в определении плотности в $0,1 \text{ г/см}^3$ дает ошибку в аномалии Буге на десять метров высоты в $0,04 \text{ мГЛ}$, т. е. ошибку, соизмеримую с точностью определения аномалии силы тяжести.

Лабораторное определение плотности пород, слагающих дневной рельеф, при помощи гидростатического взвешивания уже не может удовлетворить ни по точности (в основном потому, что образцы изъяты из их естественного состояния), ни по экономическим соображениям.

Начало исследований по определению плотности промежуточного слоя в естественных условиях по гравиметрическим данным относится к 1939 г. [15]. С этого времени по сегодняшний день можно насчитать около двух десятков печатных работ, посвященных решению этой задачи, и многие десятки производственных определений плотности.

Задача определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным — это одна из задач сложной про-

* Под промежуточным слоем в данном случае будем понимать слой горных пород, залегающих между наивысшей и наинизшей точками рельефа дневной поверхности рассматриваемой области.

блемы разделения суммарных гравитационных полей. Это следует из того, что на поверхности наблюдений измеряется по существу суммарное гравитационное поле, вызванное неровностями рельефа (при неизвестной плотности), влиянием различных (еще менее известных) плотностных неоднородностей, расположенных ниже поверхности приведения, и ошибками наблюдений приращений силы тяжести и превышений рельефа.

Наблюдаемые значения силы тяжести на поверхности дневного рельефа можно представить следующей суммой

$$g = \gamma_0 + g_B - 0,3086H - V_{zza}H + 0,0419\sigma H - \sigma T(H), \quad (1)$$

где g — наблюдаемое значение силы тяжести на дневной поверхности;

γ_0 — нормальное значение силы тяжести;

g_B — аномальное значение силы тяжести, связанное с распределением плотностных неоднородностей, находящихся ниже поверхности приведения;

0,3086 — нормальный вертикальный градиент (коэффициент поправки за высоту);

V_{zza} — аномальный вертикальный градиент, вызванный распределением плотностных неоднородностей под поверхностью приведения;

σ — плотность промежуточного слоя;

$T(H)$ — поправка за влияние рельефа, окружающего пункт наблюдения при единичной плотности;

H — измеренное значение высоты пункта наблюдений.

Будем считать, что значение нормального поля γ_0 учтено, а также введены поправки за аномальный вертикальный градиент V_{zza} [10] и за окружающий рельеф. Последняя поправка является функцией неизвестной величины σ ; она может быть в первом приближении введена с наиболее вероятной плотностью, относительная ошибка при этом будет, очевидно, невелика, так как $T(\sigma, H) \ll 0,0419\sigma H$. Если поправка за окружающий рельеф составляет существенную величину, то она может быть вычислена методом последовательных приближений, причем в качестве первого приближения может быть принято вероятное значение плотности промежуточного слоя для рассматриваемого района. Далее будут даны формулы для определения плотности с учетом поправки за окружающий рельеф.

При этих допущениях

$$g = g_B - 0,3086H + 0,0419\sigma H = g_B - KH, \quad (2)$$

где $K = 0,3086 - 0,0419\sigma$.

Следует учесть, что измеренные значения силы тяжести и высоты рельефа отягощены ошибками наблюдений, которые можно рассматривать как случайную функцию координаты x :

$$g = g_{\text{ист}} + n_1(x), \quad (3)$$

$$H = H_{\text{ист}} + n_2(x), \quad (4)$$

где $g_{\text{ист}}$ и $H_{\text{ист}}$ — истинные значения приращений силы тяжести и высоты;

$n_1(x)$ и $n_2(x)$ — случайные ошибки наблюдений этих величин.

Таким образом, уравнение (2) имеет четыре неизвестных величины σ , $n_1(x)$, $n_2(x)$ и g_b как функцию g и H . При этом все неизвестные обладают различными характеристиками: σ мы будем предполагать величиной постоянной в пределах рассматриваемой области, $n_1(x)$ и $n_2(x)$ — случайными функциями, о которых известны лишь некоторые статистические характеристики, g_b — также случайная функция координат, для которой, однако, в небольшой области, где она рассматривается, не могут быть достаточно уверенно определены статистические характеристики. Эти обстоятельства заставляют нас по-разному подходить к рассмотрению каждой из неизвестных.

Задачу определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным можно сформулировать следующим образом: необходимо произвести над уравнением (2) некоторые операции $\Phi(x)$ с тем, чтобы в пределах заданной точности преобразовать уравнение (2) в уравнение с одним неизвестным, т. е.

$$\Phi(g) + \Phi(n_1) = \Phi(g_b) - K [\Phi(H) + \Phi(n_2)], \quad (5)$$

где $\Phi(n_1)$, $\Phi(g_b)$, $\Phi(n_2)$ величины, которые стремятся к нулю.

В этом случае получим:

$$\Phi(g) = -K\Phi(H). \quad (6)$$

Авторы всех известных нам работ стремились исключить в уравнении (2) основное неизвестное g_b . Так, в работах [1, 12, 14] предполагалось, что аномалия Буге по профилю отсутствует, т. е.

$$g = -KH. \quad (7)$$

Другие авторы [6, 12, 15] полагали, что аномалия Буге может быть представлена степенным полиномом 1-й степени, коэффициенты которого при некоторых условиях могут быть определены

$$g_b = a_0 + a_1x. \quad (8)$$

Авторы работ [3, 4, 10, 11] полагали, что в представлении аномалии Буге можно ограничиться полиномом 2-й степени. Наконец, авторы работ [2, 5, 7, 13] в принципе при представлении аномалии Буге тем или иным полиномом (степенным, Лагранжа, Фурье) предполагали неограниченное число членов, хотя в численных примерах в связи с вычислительными трудностями также ограничивались полиномом невысокой степени.

После представления аномалий Буге тем или иным полиномом решение задачи сводилось к двум способам: способу наименьших квадратов [7, 15] и к решению системы алгебраических уравнений.

Способы [2, 5, 7, 13], использующие полиномы любой степени и любое множество точек наблюдений, в пределе могут считаться достаточно точными и равноценными по своей точности. Следует отметить, что могут представиться случаи (при весьма тесной статистической связи аномалий Буге с рельефом), когда любые характеристики этих функций совпадают, при которых никакое полиномиальное или другое представление не может разрешить суммарный гравитационный эффект, вызванный аномальными массами и влиянием промежуточного слоя. Аналогичную трудность мы встречаем и в проблеме разделения полей, когда разделение суммарного поля оказывается невозможным никакими средствами.

Ниже будут даны соответствующие оценки определения возможностей разделения аномалий по тем или иным признакам.

Следующим фактором, затрудняющим определение плотностей промежуточного слоя, является наличие ошибок в измерениях величин g и N , т. е. функций $n_1(x)$ и $n_2(x)$. Известными для этих функций являются средняя квадратическая ошибка и радиус корреляции этих случайных функций.

В статьях [3, 4, 5, 12, 13] даны некоторые предложения по оценке влияния этих ошибок. В работе [4] функции $n_1(x)$ и $n_2(x)$ предлагается исключить в сумме с аномалией Буге, закон изменения которой предполагается линейным.

В остальных работах функции $n_1(x)$ и $n_2(x)$ полагаются равными нулю. Между тем погрешности в исходных данных могут в сильной степени исказить вычисленные значения плотностей.

Одним из ограничений способов [3, 10, 12, 14] является то, что определение плотности промежуточного слоя производится всего в 2—4 точках. Между тем вычисление в большем числе точек является одним из средств снижения уровня случайных помех.

Серьезным недостатком способов [2, 5, 7, 13], которые наи-

более точны, является необходимость решения большого числа уравнений со многими неизвестными, что требует больших затрат времени и, очевидно, поэтому затрудняет внедрение этих способов в практику.

Наконец, ни в одной из рассмотренных нами работ нет полных и обоснованных оценок пригодности данного участка (профиля) для достоверного определения плотности, т. е. оценок возможностей разделения суммарной аномалии на составляющие.

Нами были рассмотрены следующие вопросы.

1. Разработано три новых интегральных способа, использующие множество точек, чем в значительной мере ослабляется влияние ошибок $n_1(x)$ и $n_2(x)$. По сравнению со способами [2, 5, 7, 13] предложенные способы для вычисления плотности промежуточного слоя требуют меньших затрат времени.

В первом из этих способов — способе интегральных преобразований — аномалия Буге, как и во всех выше рассмотренных, аппроксимируется степенным полиномом n -й степени. Второй способ — способ площадей — не требует этого предположения, однако в то же время выдвигается другое ограничение, что неизвестный закон изменения аномалии Буге должен сохраняться неизменным на различных интервалах используемого для расчета плотности профиля. В третьем способе (корреляционном) также предполагается произвольным и неизвестным закон изменения аномалии Буге, однако необходимым для использования этого способа условием является достаточно малая теснота корреляционной связи между аномалией Буге и рельефом дневной поверхности.

2. Предложено до обработки понижать порядок аномалии путем исчисления конечных разностей первого, второго и третьего порядков. Разностные аномалии при достаточно простом законе изменения аномалии Буге и высокой точности исходных данных могут непосредственно использоваться для подсчета плотности. Если же закон изменения аномалии Буге сложный и ошибки наблюдений $n_1(x)$ и $n_2(x)$ относительно велики, предварительное понижение порядка аномалии позволяет с большим основанием использовать указанные выше интегральные способы для подсчета плотности.

3. Оценена аномальность поля для выбора способов и участков, на которых возможно достоверное определение плотности.

4. Приведены рекомендации по относительному ослаблению влияния погрешностей $n_1(x)$ и $n_2(x)$ и оценки точности вычисления плотности.

Понижение порядка аномалии

Известно, что аномалии силы тяжести, наблюдаемые вне возмущающих масс, как гармонические функции могут быть представлены полиномами различной формы, в частности, степенным полиномом (рядом). При этом, как правило, интервал сходимости ряда, представляющего аномалию, вызванную глубинными возмущениями масс, меньше, чем ряда, представляющего аномалию, вызванную превышениями дневного рельефа.

Следовательно, при ограничении числа членов ряда аномалий, вызванных дневным рельефом, аномалии можно представлять конечным рядом на порядок или несколько порядков выше, чем аномалии, вызванные глубинными массами (аномалии Буге).

Если представить, что аномальное поле силы тяжести и превышения дневного рельефа описываются степенными полиномами различной формы:

$$\begin{aligned}(g_b)_p &= a_0 + a_1 x_p + a_2 x_p^2 + \dots + a_n x_p^n, \\ H_p &= b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + \dots + b_N x^N,\end{aligned}\tag{9}$$

то, полагая $x_p = \rho S$, где S — расстояние между соседними пунктами, из формулы (2) получим:

$$\begin{aligned}g_p &= (a_0 + a_1 \rho S + a_2 \rho^2 S^2 + \dots + a_n \rho^n S^n) - \\ &- K (b_0 + b_1 \rho S + b_2 \rho^2 S^2 + \dots + b_N \rho^N S^N).\end{aligned}\tag{10}$$

Из наблюдаемых значений g и H образуем разности различных порядков. Способ образования разностей различных порядков, вплоть до четвертого, иллюстрируется в табл. 1.

Разности различных порядков Таблица 1

$U=g$ или H	ΔU	$\Delta^2 U$	$\Delta^3 U$	$\Delta^4 U$
U_1				
U_2	$\Delta U_{1,5}$	$\Delta^2 U_2$	$\Delta^3 U_{2,5}$	$\Delta^4 U_3$
U_3	$\Delta U_{2,5}$	$\Delta^2 U_3$	$\Delta^3 U_{3,5}$	
U_4	$\Delta U_{3,5}$	$\Delta^2 U_4$		
U_5	$\Delta U_{4,5}$			

Здесь $\Delta U_{1,5} = U_1 - U_5$; $\Delta U_{2,5} = U_2 - U_5$ и т. д.;

$\Delta^2 U_2 = \Delta U_{1,5} - U_{2,5}$; $\Delta^2 U_3 = \Delta U_{2,5} - \Delta U_{3,5}$ и т. д.,

$\Delta^3 U_{2,5} = \Delta^2 U_2 - \Delta^2 U_3$ и т. д.; (11)

$\Delta^4 U_3 = \Delta^3 U_{2,5} - \Delta^3 U_{3,5}$. (12)

Таким образом, разность третьего порядка, например, через значения исходной функции U выразится следующим образом:

$$\Delta^3 U_{2,5} = U_1 - 3U_2 + 3U_3 - U_4. \quad (13)$$

Очевидно, что первая разность ΔU исключит постоянные члены и понизит порядок полинома на единицу:

$$\Delta g_p = K [b_1 S + b_2 S^2 (2p+1) + \dots + b_N S^N (Np^{N-1} + \sum_{k=0}^{N-2} C_N^k p^k)] - \\ - [a_1 S + a_2 S^2 (2p+1) + \dots + a_n S^n (np^{n-1} + \sum_{k=0}^{n-2} C_n^k p^k)], \quad (14)$$

где C_N^k и C_n^k — биномиальные коэффициенты.

Вторая разность $\Delta^2 U$ понизит порядок полинома еще на единицу и т. д.

На практике во многих случаях превышения дневного рельефа как функции p (номера пункта) описываются полиномом более высокого порядка, чем аномалия Буге. Для примера представим, что аномалия Буге описывается квадратичным, а превышения рельефа кубическим полиномом. Тогда

$$\Delta^3 (a_0 + a_1 p S + a_2 p^2 S^2) = \Delta^3 (g_B) p = 0, \quad (15)$$

а

$$\Delta^3 (b_0 + b_1 p S + b_2 p^2 S^2 + b_3 p^3 S^3) = -\Delta^3 (H)_p = -6b_3 S^3 = \text{const.} \quad (16)$$

Следовательно, $\Delta^3 g = -6\kappa b_3 S^3 = -K \Delta^3 H$

или
$$K = - \frac{\Delta^3 g}{\Delta^3 H}.$$

Построив график зависимости $\Delta^3 g$ от $\Delta^3 H$, можно провести наивероятнейшую прямую, из ее наклона найти коэффициент $K = (0,3086 - 0,0419 \sigma)$, а отсюда и σ^* . При этом отдельные отклонения от прямой, обусловленные случайными ошибками в исходных данных g и H , осредняются. Коэффициент K как тангенс угла наклона прямой можно определить, проводя наивероятнейшую прямую на глаз (рис. 11), а также аналитически, исходя из условия минимума среднего квадратического уклонения, по формуле

$$K = - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta^m g \cdot \Delta^m H - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta^m g \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta^m H}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta^m H)^2 - \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta^m H \right)^2}, \quad (17)$$

* В дальнейшем под определением плотности будем подразумевать нахождение коэффициента K .

где m — порядок разности;
 n — число использованных точек.

При изрезанном рельефе и высокой точности определения
 И нередко $\sum_{i=1}^n \Delta^m H = 0$, тогда

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta^m g \cdot \Delta^m H}{\sum_{i=1}^n (\Delta^m H)^2} \quad (18)$$

Если отдельные точки резко отскакивают от прямой, их можно не учитывать. Критерием для отбраковки выскакивающих точек может служить тройное отклонение от среднеквадратического значения, вычисленное без подозреваемых на отскок точек [8].

В ряде случаев понижение порядка аномалии методом конечных разностей может служить самостоятельным способом определения плотностей промежуточного слоя [9]. Однако между аномалией Буге и рельефом не всегда могут быть простые соотношения; вычисление разностей высшего порядка (более третьего) не может быть рекомендовано из-за сильного накопления ошибок в исходных данных. Считается, что при существовании ошибки в одном пункте наблюдения с повышением порядка разности она увеличивается по закону для биномиальных коэффициентов, т. е. при ошибке, равной ε , образуется поле ошибок, показанное в табл. 2.

Таблица 2

Поле ошибок

U				ε				
ΔU				ε		ε		
$\Delta^2 U$			ε		2ε		ε	
$\Delta^3 U$		ε		3ε		3ε		ε
$\Delta^4 U$	ε		4ε				4ε	ε

Если каждое измерение содержит некоторую ошибку, то ошибки в высших разностях возрастают еще больше. Если, например, во всех пяти значениях исходной функции имеется

одна и та же ошибка ϵ , то предельная ошибка в разности четвертого порядка может достигнуть 16ϵ .

Способ понижения порядка аномалии и рельефа как функций координаты x путем исчисления конечных разностей, вплоть до третьего порядка, позволяет также снизить уровень помех от окружающего пункты наблюдений рельефа, так как вряд ли можно предположить, что влияние дальних зон описывается полиномом слишком высокой степени.

Следовательно, понижение порядка аномалии может использоваться как самостоятельный метод определения плотности в качестве первого приближения и для оценки сложности связей между аномалией Буге и рельефом.

Эти способы одинаково пригодны как для самих исходных значений g и H , так и для конечных разностей этих величин.

В самом деле, беря конечные разности от левой и правой частей равенства (2), в общем виде можно записать:

$$\Delta^m g = \Delta^m g_B - K \Delta^m H, \quad (19)$$

где порядок разности $m=0, 1, 2, 3 \dots$

При $m=0$ формула (19) обращается в формулу (2). В дальнейшем для упрощения записи будем обозначать

$$\Delta^m g = g_m; \Delta^m g_B = g_{B_m} \text{ и } \Delta^m H = H_m.$$

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ МЕТОД

Некоторые авторы [11, 15], предлагая методы определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным, полагали, что взаимная корреляция между аномалией Буге и рельефом дневной поверхности отсутствует.

Многочисленные геоморфологические исследования свидетельствуют о том, что во многих случаях существует довольно тесная связь (прямая или обратная) между аномалиями Буге и рельефом дневной поверхности.

Однако при понижении порядка аномалии методом конечных разностей, когда аномалия Буге приобретает характер случайной функции, обусловленной в основном ошибками наблюдений (со средним значением ошибок, равным нулю), взаимная корреляция будет весьма мала.

Формула (17) выведена нами в предположении, что при понижении порядка полинома методом конечных разностей аномалия Буге уничтожилась, но можно показать, что это предположение не обязательно. Достаточно того, чтобы отсутствовала корреляционная связь между используемыми конечными разностями аномалии Буге и рельефом.

Пусть $\bar{H}_m$ (среднее значение функции $H_m(x)$) таково, что на интервале профиля $[-a, a]$

$$\int_{-a}^a [H_m(x) - \bar{H}_m] dx = 0. \quad (20)$$

Прибавляя к обеим частям равенства (2) значение $K\bar{H}_m$, получим:

$$g_m(x) + K\bar{H}_m = g_{Bm}(x) - K[H_m(x) - \bar{H}_m]. \quad (21)$$

Умножая далее правую и левую части равенства (21) на $H_m(x) - \bar{H}_m$, интегрируя в пределах $[-a, a]$ и учитывая равенство (20), найдем:

$$\begin{aligned} & \int_{-a}^a g_m(x) [H_m(x) - \bar{H}_m] dx = \\ & \int_{-a}^a g_{Bm}(x) [H_m(x) - \bar{H}_m] dx - K \int_{-a}^a [H_m(x) - \bar{H}_m]^2 dx. \end{aligned} \quad (22)$$

Будем считать, что некоторая разность аномалии Буге и такого же порядка разность дневного рельефа как функции x на интервале $[-a, a]$ статически не связаны друг с другом, тогда

$$\int_{-a}^a g_{Bm}(x) [H_m(x) - \bar{H}_m] dx = 0. \quad (23)$$

$$\text{и} \quad K = - \frac{\int_{-a}^a g_m(x) [H_m(x) - \bar{H}_m] dx}{\int_{-a}^a [H_m(x) - \bar{H}_m]^2 dx}. \quad (24)$$

Так как при $a \rightarrow \infty$

$$\lim_{a \rightarrow \infty} \frac{1}{2a} \int_{-a}^a g_m(x) [H_m(x) - \bar{H}_m] dx = B_{gH}(0) \quad (25)$$

есть взаимная корреляционная функция между значениями $g_m(x)$ и $H_m(x)$ при нулевом смещении, а

$$\lim_{a \rightarrow \infty} \frac{1}{2a} \int_{-a}^a [H_m(x) - \bar{H}_m]^2 dx = B_H(0) \quad (26)$$

автокорреляционная функция рельефа при нулевом смещении, можно определить K как отношение взаимной корреляционной функции между $g_m(x)$ и $H_m(x)$ к автокорреляционной функции $H(x)$ при нулевом смещении, т. е.

$$K = - \frac{B_{gH}(0)}{B_H(0)}. \quad (27)$$

Заменяя в (24) интегралы суммами, получим численную формулу для определения K :

$$K = - \frac{\sum_{i=n_p}^{n_q} g_{mi} (H_{mi} - \bar{H}_m)}{\sum_{i=n_p}^{n_q} (H_{mi} - \bar{H}_m)^2}, \quad (28)$$

где n_p и n_q — номера крайних точек интервала суммирования.

Положим $n_p = 1$, $n_q = n$, тогда

$$K = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} (H_{mi} - \bar{H}_m)}{\sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H}_m)^2}. \quad (29)$$

Но $\bar{H}_m$ — среднее значение H_m равно

$$\bar{H}_m = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mi}}{n}.$$

Подставляя это значение $\bar{H}_m$ в (29), после некоторых преобразований получим:

$$K = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} H_{mi} - \sum_{i=1}^n g_{mi} \cdot \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_{mi}}{\sum_{i=1}^n H_{mi}^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n H_{mi} \right)^2}. \quad (30)$$

Поделив в этой формуле числитель и знаменатель на n и сравнив формулу (17) с (30), убеждаемся в их полной идентичности; следовательно, условие $g_{bm} = 0$, требуемое для получения формулы (17), является частным случаем более общего условия — отсутствия корреляционной связи между g_{bm} и H_m .

МЕТОД ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Пусть $f(x)$ — некоторая функция, обладающая тем свойством, что

$$\int_0^a g_{bm}(x) f(x) dx = 0. \quad (31)$$

Тогда, умножая обе части равенства (2) на $f(x)$ и интегрируя его в пределах от 0 до a , получим:

$$\int_0^a g_m(x) f(x) dx = \int_0^a g_{Bm}(x) f(x) dx - K \int_0^a H_m(x) f(x) dx. \quad (32)$$

Если функция $f(x)$ подобрана из условия (31), то

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) f(x) dx}{\int_0^a H_m(x) f(x) dx}. \quad (33)$$

Так как понижение порядка аномалии методом конечных разностей не всегда приводит к желаемым результатам ввиду того, что, как указывалось выше, конечные разности высокого порядка в значительной степени усиливают ошибки в исходных данных, остаточное влияние аномалии Буге также можно представить полиномом некоторого порядка. Порядок остаточной аномалии Буге будет ниже порядка исходной аномалии Буге в зависимости от используемого порядка разности.

Если остаточное значение аномалии Буге описывается степенным полиномом первой степени

$$g_{Bm} = C_0 + C_1 x, \quad (34)$$

то методом подбора можно установить, что

$$f_1(x) = \cos \frac{2\pi}{a} px. \quad (35)$$

Можно убедиться, что при интегрировании

$$\int_0^a g_{Bm}(x) \cos \frac{2\pi}{a} pxdx = \int_0^a (C_0 + C_1 x) \cos \frac{2\pi}{a} pxdx = 0 \quad (36)$$

и

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) \cos \frac{2\pi}{a} pxdx}{\int_0^a H_m(x) \cos \frac{2\pi}{a} pxdx}. \quad (37)$$

Если остаточное значение аномалии после понижения ее порядка методом конечных разностей представляется полиномом второго порядка, можно взять одну из нижеприводимых функций

$$f_2(x) = \sin \frac{2\pi}{a} px - \frac{\pi}{4} \frac{(2p-1)^2}{p} \cos \frac{\pi}{a} (2p-1)x, \quad (38)$$

$$f_3(x) = \frac{20}{a^2} x^3 - \frac{30}{a^2} x^2 + \frac{12}{a} x - 1. \quad (39)$$

Подставляя

$$g_{\Sigma m}(x) = C_0 + C_1 x + C_2 x^2 \quad (40)$$

и вышеприведенные функции в (31), видим, что равенство (31) будет выполняться. В этом случае

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) \left[\sin \frac{2\pi}{a} px - \frac{\pi}{4} \frac{(2p-1)^2}{p} \cos \frac{\pi}{a} (2p-1)x \right] dx}{\int_0^a H_m(x) \left[\sin \frac{2\pi}{a} px - \frac{\pi}{4} \frac{(2p-1)^2}{p} \cos \frac{\pi}{a} (2p-1)x \right] dx} \quad (41)$$

либо

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) \left[\frac{20}{a^3} x^3 - \frac{30}{a^2} x^2 + \frac{12}{a} x - 1 \right] dx}{\int_0^a H_m(x) \left[\frac{20}{a^3} x^3 - \frac{30}{a^2} x^2 + \frac{12}{a} x - 1 \right] dx} \quad (42)$$

Очевидно, можно найти большое число функций $f(x)$, отвечающих условию (31) при представлении либо самой аномалии, либо ее остаточных значений после понижения порядка полиномом высших степеней и различных видов (степенной полином, Лежандра, Фурье, Чебышева и т. д.). Однако при этом формулы становятся слишком громоздкими; при ошибках в исходных данных решение становится менее устойчивым, в то же время вряд ли можно предположить, что при заданной точности определения плотности в природе часто встречаются аномалии, представляемые полиномами порядка выше пятого (на три порядка аномалию можно понизить методом конечных разностей и два порядка учитываются формулами (41) и (42)).

Если же встретится такой случай, то лучше не использовать этот материал для подсчета плотности промежуточного слоя. При $p=1$ формулы (37, 41) можно переписать следующим образом:

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) \cos \frac{2\pi}{a} x dx}{\int_0^a H_m(x) \cos \frac{2\pi}{a} x dx}, \quad (43)$$

$$K = - \frac{\int_0^a g_m(x) \left(\sin \frac{2\pi}{a} x - \frac{\pi}{4} \cos \frac{\pi}{a} x \right) dx}{\int_0^a H_m(x) \left(\sin \frac{2\pi}{a} x - \frac{\pi}{4} \cos \frac{\pi}{a} x \right) dx} \quad (44)$$

Численное интегрирование проведем, полагая $g_m(x)$ и $H_m(x)$ в некотором небольшом интервале постоянными величинами, равными среднему их значению в этом интервале. Тогда

$$K = \frac{\int_0^a g_m(x)f(x)dx}{\int_0^a H_m(x)f(x)dx} = \frac{\sum_{i=1}^n \left[g_{mi} \int_{x_{i-1}}^{x_i} f(x)dx \right]}{\sum_{i=1}^n \left[H_{mi} \int_{x_{i-1}}^{x_i} f(x)dx \right]}, \quad (45)$$

где n — число точек на профиле, используемых для определения плотности.

Обозначив

$$\int_{x_{i-1}}^{x_i} \cos \frac{2\pi}{n} x dx = b_i, \quad (46)$$

$$\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left(\sin \frac{2\pi}{n} x - \frac{\pi}{4} \cos \frac{\pi}{n} x \right) dx = A_i, \quad (47)$$

$$\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left(\frac{20}{n^3} x^3 - \frac{30}{n^2} x^2 + \frac{12}{n} x - 1 \right) dx = B_i, \quad (48)$$

получим следующие численные формулы:

$$K = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} b_i}{\sum_{i=1}^n H_{mi} b_i}, \quad (49)$$

$$K = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} A_i}{\sum_{i=1}^n H_{mi} A_i}, \quad (50)$$

$$K = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} B_i}{\sum_{i=1}^n H_{mi} B_i}. \quad (51)$$

Коэффициенты b_i , A_i и B_i для $n=9, 12, 190$ и 220 сведены в табл. 3.

Значения коэффициентов b_i , A_i и B_i

n	A_i			b_i		B_i	
1	-0.62	-0.60	-0.51	0.96	0.92	-0.57	-0.45
2	-0.35	-0.27	-0.03	0.71	0.49	0.06	0.24
3	-0.06	0.03	0.32	0.27	-0.18	0.37	0.43
4	0.15	0.25	0.48	-0.27	-0.75	0.44	0.30
5	0.32	0.42	0.39	-0.71	-0.98	0.33	0.00
6	0.45	0.49	0.26	-0.96	-0.75	0.12	-0.30
7	0.48	0.47	-0.26	-0.96	-0.18	-0.12	-0.43
8	0.45	0.38	-0.39	-0.71	0.49	-0.33	-0.24
9	0.38	0.20	-0.48	-0.27	0.92	-0.44	0.45
10	0.25	0.00	-0.32	0.27		-0.37	
11	0.07	-0.20	0.03	0.71		-0.06	
12	-0.07	-0.38	0.51	0.96		0.57	
13	-0.25	-0.47					
14	-0.38	-0.49					
15	-0.45	-0.42					
16	-0.48	-0.25					
17	-0.45	-0.03					
18	-0.32	0.27					
19	-0.15	0.60					
20	0.06						
21	0.35						
22	0.62						

МЕТОД ПЛОЩАДЕЙ

Пусть закон изменения аномалии Буге нам неизвестен, но можно предполагать, что среднее ее значение в интервалах $[a_1, a_2]$, $[a_3, a_4]$ (рис. 9) остается постоянным:

$$\frac{1}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} g_{\text{Бм}}(x) dx = \frac{1}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} g_{\text{Бм}}(x) dx. \quad (52)$$



Рис. 9. Интервалы суммирования в способе площадей

Беря от обеих частей равенства (2) интегральное среднее в пределах от a_1 до a_2 и от a_3 до a_4 , найдем:

$$\frac{1}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} g_m(x) dx = \frac{1}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} g_{\text{Бм}}(x) dx - \frac{K}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} H_m(x) dx, \quad (53)$$

$$\frac{1}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} g_m(x) dx = \frac{1}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} g_{bm}(x) dx - \frac{K}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} H_m(x) dx. \quad (54)$$

Тогда, вычитая эти равенства одно из другого, получим:

$$K = - \frac{\frac{1}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} g_m(x) dx - \frac{1}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} g_m(x) dx}{\frac{1}{a_2 - a_1} \int_{a_1}^{a_2} H_m(x) dx - \frac{1}{a_4 - a_3} \int_{a_3}^{a_4} H_m(x) dx}. \quad (55)$$

Полагая, что

$$\begin{aligned} a_2 - a_1 &= (n-1)\Delta x \\ a_4 - a_3 &= (p-1)\Delta x, \end{aligned}$$

и заменяя интегралы суммами, найдем численную формулу для определения K:

$$K = - \frac{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n g_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p g_{mi}}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n H_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p H_{mi}}, \quad (56)$$

где n — количество использованных точек на интервале $[a_1, a_2]$;
 Δx — расстояние между ними;
 p — количество использованных точек на интервале $[a_3, a_4]$.

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ПЛОТНОСТИ, ВЫБОР СПОСОБОВ И УЧАСТКОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ

Для наглядности сведем все вышеприведенные формулы для определения K в табл. 4.

Таблица 4
Сводка формул для определения плотностей

Способ	Формула
Конечных разностей	$K = - \frac{g_m}{H_m} \quad (16)$

Способ	Формула
	$K = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_{mi} H_{mi} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_{mi} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_{mi}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (H_{mi})^2 - \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_{mi} \right)^2} \quad (17)$
Корреляционный	$K = \frac{\sum_{i=n_p}^{n_q} g_{mi} (H_{mi} - \bar{H}_m)}{\sum_{i=n_p}^{n_q} (H_{mi} - \bar{H}_m)^2} \quad (28)$
Интегральных преобразований	$K = \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} C_i}{\sum_{i=1}^n H_{mi} C_i} \quad (45)$ где $C_i = b_i, A_i, B_i$
Площадей	$K = \frac{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n g_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p g_{mi}}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n H_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p H_{mi}} \quad (56)$

Как указывалось выше, при понижении порядка разности

$$\sum_{i=1}^n H_{mi} \rightarrow 0 \quad (57)$$

формула (17) приобретает вид формулы (18)

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n g_{mi} \cdot H_{mi}}{\sum_{i=1}^n H_{mi}^2}$$

Чтобы определить допуск в определении K , вначале определим, какую ошибку будет иметь σ при некоторой ошибке ϵ в K . Для этого продифференцируем формулу (2) и перейдем от дифференциалов к погрешностям и получим

$$\epsilon = -0,0419 d\sigma, \quad (58)$$

откуда

$$|d\sigma| = \frac{\epsilon}{0,0419} \approx 24\epsilon, \quad (59)$$

т. е. ошибка ε должна быть примерно в 24 раза меньше заданной точности определения σ .

Произведем оценку ошибки определения K в зависимости от ошибок в исходных данных. Средняя квадратическая ошибка функции многих независимых переменных $y=f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ определяется по формуле

$$\varepsilon_y = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial y}{\partial x_1}\right)^2 \varepsilon_1^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial x_2}\right)^2 \varepsilon_2^2 + \dots + \left(\frac{\partial y}{\partial x_n}\right)^2 \varepsilon_n^2}, \quad (60)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$ — ошибки значений $x_1, x_2, \dots, x_n$.

Подставим в эту формулу соответствующие значения производных и погрешностей в исходных данных, считая, что все наблюдения g_m равноточны со средней квадратической погрешностью α_m и все наблюдения H_m также равноточны со средней квадратической погрешностью β_m .

Тогда для формул (16), (17), (45) и (56), перечень которых приводится в табл. 4, получим следующие выражения для нахождения средней квадратической ошибки в определении K

$$\varepsilon_K = \pm \frac{1}{H_m} \sqrt{\alpha_m^2 + K^2 \beta_m^2}, \quad (61)$$

$$\varepsilon_K = \pm \frac{\sqrt{\alpha_m^2 \sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H})^2 + \beta_m^2 \sum_{i=1}^n (g_{mi} - \bar{g}_m)^2}}{\sum_{i=1}^n H_{mi} (H_{mi} - \bar{H})}, \quad (62)$$

$$\varepsilon_K = \pm \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_{mi} C_i} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n C_i^2} \cdot \sqrt{\alpha_m^2 + K^2 \beta_m^2}, \quad (63)$$

$$\varepsilon_K = \pm \frac{\sqrt{\frac{n}{(n-1)^2} + \frac{p}{(p-1)^2}}}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n H_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p H_{mi}} \cdot \sqrt{\alpha_m^2 + K^2 \beta_m^2}, \quad (64)$$

где
$$\bar{g}_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_{mi}$$

Следует отметить, что формула для нахождения K , соответствующая равенству (28) при $n_p=1$ и $n_q=n$, полностью совпадает с формулой (17); следовательно, и оценка погрешностей для этих случаев будет одинакова.

В равенствах (61), (63) и (64) значение

$$\sqrt{\alpha_m^2 + K^2 \beta_m^2} = \alpha_{Bm}, \quad (65)$$

где α_{Bm} — является величиной средней квадратической ошибки в значениях разности аномалии Буге порядка m .

Если известны степени полиномов, аппроксимирующих кривые g_m и H_m , то значения α_m и β_m можно определить по формулам:

$$\alpha_{Bm} = \pm \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (g_{Bmk} - \sum_{i=1}^{N_1} a_i x_i^k)^2}{n}}. \quad (66)$$

$$\beta_m = \pm \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (H_{mk} - \sum_{i=1}^{N_2} b_i x_i^k)^2}{n}}. \quad (67)$$

Здесь коэффициенты a_i и b_i находятся методом наименьших квадратов. Зная величины α_{Bm} и β_m , значение α_m можно определить из равенства (65).

В случае, когда $K\beta_m \leq 0,2\alpha_m$, из равенства (65) видно, что $\alpha_{Bm} \approx \alpha_m$ (максимальная ошибка в значении α_{Bm} при этом не будет превышать 2%). В этом случае можно ограничиться нахождением величины α_{Bm} . Когда по тем или иным причинам нахождение α_{Bm} и β_m непосредственно из значений разностных величин затруднительно, можно найти предельные ошибки α_m и β_m через средние квадратические величины ошибок в наблюдаемых значениях g и H , т. е. через значения ошибок α и β .

В самом деле, согласно табл. 2 можно написать:

$$\alpha_m = \alpha q_m, \quad \beta_m = \beta q_m, \quad (68)$$

где $q=1, q_1=2, q_2=4, q_3=8, \dots, q_m=2^m$.

Так как определение K производится по n точкам, каждая из которых имеет средние квадратические ошибки α_m и β_m , при определении ϵ_K в формулах (62) — (64) значения α_m и β_m нужно уменьшить в $\sqrt{n}$ раз. Учитывая это равенство (65), формулы (61) — (64) можно переписать окончательно в следующем виде:

$$\epsilon_K = \pm \frac{1}{H_m} \alpha_{Bm}, \quad (69)$$

$$\epsilon_K = \pm \frac{\sqrt{\alpha_m^2 \sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H})^2 + \beta_m^2 \sum_{i=1}^n (g_{mi} - \bar{g}_m)^2}}{\sqrt{n} \cdot \sum_{i=1}^n H_{mi} (H_{mi} - \bar{H})}}, \quad (70)$$

$$\varepsilon_K = \pm \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n C_i^2}}{\sum_{i=1}^n H_{mi} \cdot C_i} \cdot \frac{\alpha_{Bm}}{\sqrt{n}}, \quad (71)$$

$$\varepsilon_K = \pm \frac{\alpha_{Bm}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{\sqrt{\frac{n}{(n-1)^2} + \frac{p}{(p-1)^2}}}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n H_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p H_{mi}}. \quad (72)$$

Учитывая, что $\sum_{i=1}^n H_{mi}(H_{mi} - \bar{H}_m) = \sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H}_m)^2$, при $\beta_m = 0$

формулу для нахождения средней квадратической ошибки корреляционного метода (70) можно переписать в виде:

$$\varepsilon_K = \pm \frac{\alpha_{Bm}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H}_m)^2}}. \quad (73)$$

Если обозначить в общем виде $K = -\frac{F}{E}$ и учесть, что на точность определения K влияет величина знаменателя E (чем он больше, тем точнее определяется плотность), то в том случае, когда на площади или отдельных участках профиля определено независимо несколько значений K , наиболее вероятное его значение определится как средневзвешенное:

$$K_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot E_i}{\sum_{i=1}^n E_i}. \quad (74)$$

Поскольку $K = -\frac{F}{E}$, формулу (74) можно написать в виде:

$$K_{cp} = -\frac{\sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n E_i}. \quad (75)$$

Погрешность единичного измерения K с использованием средневзвешенного его значения можно определить по формуле:

$$\epsilon_{\text{ке}} = \pm \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (K_i - K_{\text{ср}})^2 E_i}}{\sum_{i=1}^n E_i} \quad (76)$$

Тогда средняя квадратическая ошибка средневзвешенного значения K будет равна

$$\varepsilon = \frac{\epsilon_{\text{ке}}}{\sqrt{n}}, \quad (77)$$

где n — количество независимых определений K .

Интегральный метод требует знания степени полинома, аппроксимирующего аномалию Буге; метод площадей — сохранение принятого закона для различных интервалов; корреляционный метод — отсутствие корреляции между аномалией Буге и рельефом.

Ниже будут даны некоторые рекомендации по оценке этих предположений.

В интегральном методе мы ограничились полиномом второй степени. Следовательно, для применения этого метода должна быть уверенность, что аномалия Буге или используемые разности могут быть аппроксимированы полиномом степени не выше второй.

Методы проверки гипотез о форме кривой довольно разнообразны, однако всех их объединяет общая идея: правильность принятия той или иной гипотезы о форме кривой может быть проверена оценкой уровня отклонений эмпирических данных от принятой гипотезы.

Все эти методы предполагают знание уровня помех, относительно которого производится оценка. В нашем случае этот уровень помех нам известен только для исходных значений аномалии Буге (приближенность выбора плотности промежуточного слоя мало влияет на оценку среднего квадратического отклонения), уровень же помех для разностей различного порядка может быть определен лишь приближенно по вышеприведенным формулам.

Исходя из этого, наиболее строго задача проверки гипотезы о форме кривой (степени аппроксимирующего полинома) может быть сформулирована следующим образом.

Методом наименьших квадратов находятся коэффициенты полинома нулевой степени и оценивается среднее квадратическое отклонение исходной и аппроксимированной данным полиномом кривой. Если среднее квадратическое отклонение превышает среднюю квадратическую ошибку в исходных данных, таким же образом последовательно опробуется полином

первой, второй и N -й степеней. Степень полинома, удовлетворяющего условию, что среднее квадратическое отклонение экспериментальной кривой от аппроксимирующей будет близким к средней квадратической ошибке в исходных данных и дальнейшее увеличение степени полинома не ведет к изменению величины среднего квадратического отклонения, укажет на форму кривой.

Среднее квадратическое отклонение может быть оценено по формуле

$$\varepsilon = \pm \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (g_{Bmk} - \sum_{i=0}^N a_i x^i)^2}{n}}, \quad (78)$$

где n — количество используемых точек;

N — степень полинома;

a_i — коэффициенты полинома, определяемые методом наименьших квадратов.

Этот путь требует громоздких вычислений, практически не осуществимых для ручного счета при высокой степени полинома. Однако для ЭЦВМ это не представляет сколько-нибудь существенных трудностей. Программа для такой операции, в частности, имеется в МИНХ и ГП (машина БЭСМ-3, М-20).

Если же использование ЭЦВМ по каким-либо причинам затруднительно, могут быть рекомендованы более простые (но и менее строгие) оценки.

По исходной кривой аномалии Буге с приближенным значением плотности последовательно вычисляются разности различных порядков до тех пор, пока кривая на глаз не вырождается в прямую, параллельную оси абсцисс (в приводимом ниже примере для этого оказалось достаточным третьих разностей); затем оценивается среднее квадратическое отклонение от постоянной. Если это среднее квадратическое отклонение не превышает среднего квадратического отклонения, вычисленного по формуле (78), то порядок разности m , при котором исходная кривая превратилась в постоянную, укажет на степень полинома, которым может быть аппроксимирована исходная кривая, а также ее любая разность.

Так как значение a_m , вычисленное по формуле (68), завышено, для дополнительного контроля можно рекомендовать вычисление среднего квадратического отклонения по линейной гипотезе. Если средние квадратические отклонения при гипотезах о постоянной и линейной функциях близки друг к другу, можно считать, что степень полинома определена правильно.

Из формулы (78) следует, что для гипотезы о постоянной

функции среднее квадратическое уклонение может быть вычислено по формуле

$$\varepsilon = \pm \sqrt{\frac{\sum_{k=0}^n (g_{Bmk} - a_0)^2}{n}}, \quad (79)$$

для гипотезы о линейной функции — по формуле

$$\varepsilon = \pm \sqrt{\frac{\sum_{k=0}^n (g_{Bmk} - a_0 - a_1 x_k)^2}{n}}. \quad (80)$$

Контрольную оценку можно провести и по остатку полинома.

Положим, что нами принята постоянная функция. Предполагаем функцию линейной

$$g_{Bm} = a_0 + a_1 x.$$

Если $a_1 x$ при максимальном значении x не превышает a_m , то гипотеза постоянной функции может считаться справедливой. Для метода площадей закон изменения аномалии Буге выбирается визуально по графику, коэффициенты аппроксимирующего полинома вычисляются методом наименьших квадратов. Если при этом вычисленные средние квадратические уклонения аппроксимирующей и экспериментальной кривых окажутся равными на различных интервалах профиля, можно считать, что метод площадей применим. Следует учесть, что метод площадей сильно чувствителен к ошибкам в исходных данных, и поэтому разница в интервалах должна быть достаточно большой.

Для установления корреляционной связи между аномалией Буге и отметками дневного рельефа воспользуемся следующей оценкой [8]:

$$t < \frac{r \sqrt{n}}{1-r^2}, \quad (81)$$

где t — аргумент интеграла вероятности.

$$\Phi_0(t) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx, \quad (82)$$

r — коэффициент корреляции, равный

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (g_{mi} - \bar{g}_m)(H_{mi} - \bar{H}_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (g_{mi} - \bar{g}_m)^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (H_{mi} - \bar{H}_m)^2}}, \quad (83)$$

n — число используемых точек.

Найдя t из формулы (81) и далее $\Phi_0(t)$ по таблицам, которые имеются почти в любом руководстве или учебнике по теории вероятностей и математической статистике, находим вероятность корреляционной связи. Если вероятность корреляционной связи достаточно велика, корреляционный способ применять не следует.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ РЕЛЬЕФА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПЛОТНОСТИ ПО ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Пусть в данной точке с высотой H влияние рельефа определится величиной $T\sigma$, где T — поправка за рельеф при единичной плотности поверхностных пород. Тогда наблюдаемые значения силы тяжести, исправленные за нормальное поле и аномальный вертикальный градиент, будут определяться по формуле:

$$g = g_b - 0,3086 H + 0,0419 \sigma H - T\sigma. \quad (84)$$

Пусть $g_\phi = g + 0,3086 H -$ аномалия Φ ая, а $-0,0419 H + T = h$, тогда формула (84) будет иметь вид:

$$g_\phi = g_b - \sigma h. \quad (85)$$

Формула (85) аналогична формуле (2), если в последней g заменить на g_ϕ , K на σ и значения H на h (соответственно для разности порядка m — g_m на $g_{\phi m}$, H_m на h_m). Отсюда следует, что формулы для определения плотности, учитывающие влияние рельефа, получим из тех же вышеприведенных формул (16), (17), (28), (45), (56) — табл. 4, заменяя в них значения g_m на $g_{\phi m}$, K на σ и H_m на h_m :

$$\sigma = - \frac{g_{\phi m}}{h_m}, \quad (86)$$

$$\sigma = - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_{\phi m i} h_{m i} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_{\phi m i} \cdot \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n h_{m i}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (h_{m i})^2 - \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n h_{m i} \right)^2}. \quad (87)$$

$$\sigma = - \frac{\sum_{i=n_p}^{nq} g_{\phi m i} (h_{m i} - \bar{h}_m)}{\sum_{i=n_p}^{nq} (h_{m i} - \bar{h}_m)^2}, \quad (88)$$

$$\sigma = - \frac{\sum_{i=1}^n g_{\phi m i} C_i}{\sum_{i=1}^n h_{m i} C_i}, \quad (89)$$

$$\sigma = - \frac{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n g_{\Phi mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p g_{\Phi mi}}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n h_{mi} - \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p h_{mi}} \quad (90)$$

Эти формулы (86) — (90) позволяют определить значение σ по данным, не исправленным за влияние рельефа местности.

Пример. Покажем на примере возможности и ограничения рассмотренных выше методов и дадим некоторые дополнительные рекомендации и оценки, вытекающие из рассматриваемого примера.

Для опробования нами намеренно был взят достаточно сложный пример, когда аномалия Буге представляется полиномом третьей степени, а в исходные данные введена погрешность со среднеквадратическим значением $\pm 0,17$ мгл. Истинное значение K принято равным $0,210$ ($\sigma = 2,36$ г/см³).

Однако, поскольку K является определяемой величиной, при оценках используется достаточно правдоподобное предположение, что K известно лишь с точностью $\pm 0,01$ ($\Delta_K = \pm 0,24$ г/см³).

Исходные данные, а также разности до третьего порядка включительно сведены в табл. 5 ($\Delta^n g = g_m$ или $\Delta^n H = H_m$).

На рис. 10, а показаны наблюдаемая кривая g , наблюдаемые значения H и аномалия Буге при значениях $K = 0,20$ и $0,22$. Истинное значение аномалии Буге будет проходить по середине между этими двумя кривыми. На рисунке видны довольно сложный характер аномалии Буге, а также достаточно тесная корреляционная связь между аномалией Буге и рельефом. Из корреляционной связи между аномалией Буге и рельефом следует, что корреляционный метод к исходным данным неприменим. Неприменима также и формула (17), поскольку для ее реализации требуется условие $g_b = \text{const}$, которое также не выполняется. О применимости интегрального способа по виду кривой сказать что-либо трудно, так как нам неизвестен порядок кривой.

Кривые первых разностей g_1 , H_1 и g_{b1} (рис. 10, б) визуально также не дают основания для применения вышеуказанных способов. В то же время заметно усиление погрешностей наблюдений.

На рис. 10, в показаны кривые вторых разностей (g_{b2} и H_2), причем первая из них, как и в предыдущих случаях, вычислена при двух значениях K , отличающихся от истинного на $0,01$ (т. е. принято значение плотности σ с точностью $0,24$ г/см³). На этом рисунке виден отчетливо закономерный ход кривой g_{b2} , представляющей собой в среднем прямую, корреляцион-

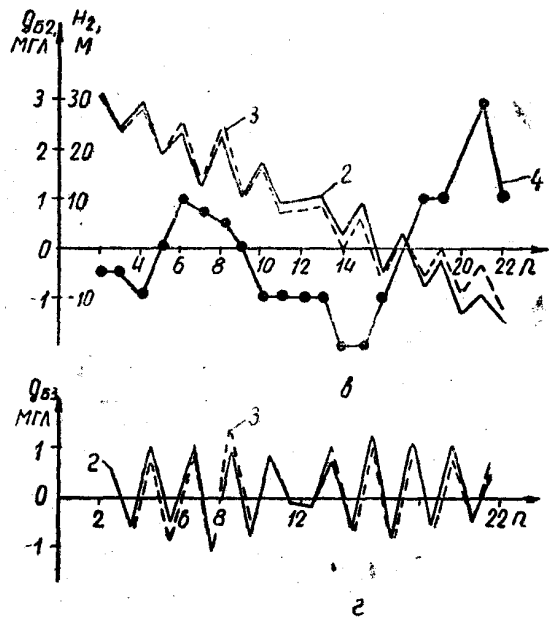
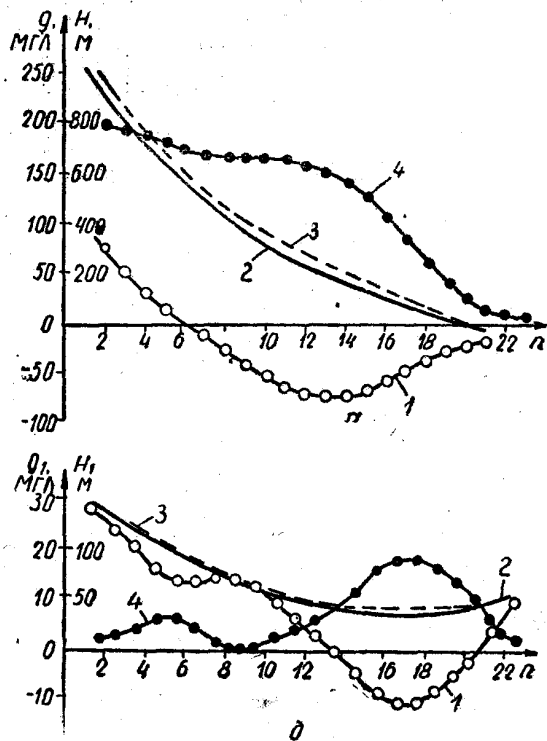


Рис. 10. Кривые изменения g_m , H_m и g_{B_m} вдоль профиля:

1 — кривая g_m ; 2 — кривая функции g_{B_m} ($K=0.200$); 3 — кривая функции g_{B_m} ($K=0.220$); 4 — кривая высот H_m

Таблица 5

Исходные данные

	$g, \text{мгЛ}$	$H, \text{м}$	Δg	ΔH	$\Delta^2 g$	$\Delta^2 H$	$\Delta^3 g$	$\Delta^3 H$
1	100,00	800	28,00	10	4,15	-5	0,70	0
2	72,0	790	23,85	15	3,45	-5	-1,55	5
3	48,15	775	20,40	20	5,0	-10	3,1	-10
4	27,75	755	15,4	30	1,9	0	1,5	-10
5	12,35	725	13,5	30	0,4	10	2,15	-5
6	-1,15	695	13,1	20	-1,75	15	-3,00	10
7	-14,25	675	14,85	5	1,25	5	0,25	5
8	-29,10	670	13,6	0	1,0	0	-2,8	10
9	-42,70	670	12,6	0	3,8	-10	0,9	0
10	-55,30	670	8,8	10	2,9	-10	-0,1	0
11	-64,10	660	5,9	20	3,0	-10	-0,1	0
12	-70,0	640	2,9	30	3,1	-10	-1,2	10
13	-72,9	610	-0,2	40	4,3	-20	-0,7	0
14	-72,7	570	-4,5	60	5,0	-20	+3,4	-10
15	-68,2	510	-9,5	80	1,6	-10	1,2	-10
16	-58,7	430	-11,1	90	0,4	0	3,2	-10
17	-47,6	340	-11,5	90	-2,8	10	-0,6	0
18	-36,1	250	-8,7	80	-2,2	10	3,1	-10
19	-27,4	170	-6,5	70	-5,3	20	1,6	-10
20	-20,9	100	-1,2	50	-6,9	30	-3,5	20
21	-19,7	50	5,7	20	-3,4	10		
22	-25,4	30	9,1	10				

ная связь между аномалией Буге и рельефом (обратная) хотя и заметна, однако требует уже количественной оценки; замечен также и интенсивный рост ошибок в исходных данных. Из рисунка видно, что метод конечных разностей [формула (17)] неприменим; применимость корреляционного метода можно установить только после количественной оценки тесноты связи. Интегральный метод, очевидно, уже можно применять на предыдущем этапе, т. е. по первым разностям. В то же время рост ошибок заставляет задуматься о способах их уменьшения.

На рис. 10, g даны кривые третьих разностей. Из него следует, что среднее значение аномалии является постоянной величиной. Это, в частности, говорит об отсутствии корреляционной связи между аномалией Буге и рельефом. Ошибки, как и следовало ожидать, выросли в еще большей степени.

На данном этапе применимы как интегральный способ, способ конечных разностей, так и корреляционный способ, являющийся в этом случае ($g_{B_3} = \text{const}$) идентичным способу конечных разностей.

Можно сделать вывод, что визуальное исследование зависимости $g_{\text{БЗ}}$ от x даже при приближенном значении плотности ($\pm 0,24 \text{ м/см}^3$) позволяет выбрать соответствующий метод. Однако при этом ошибки в исходных данных возрастают. Строя график зависимости g_3 от H_3 (рис. 11, а), убеждаемся в том, что прямая $g_3 = a_0 - K H_3$ с угловым коэффициентом K не может быть проведена достаточно уверенно. Это вызывает необходимость сглаживания (осреднения) величин g_3 и H_3 .

Если считать, что радиус автокорреляции ошибок наблюдаемых значений g и H равен расстоянию между точками или несколько больше него, то можно допустить, что осреднение по двум соседним точкам в малой степени исказит средний уровень величины g_3 и H_3 , а тем более зависимость между этими величинами.

Проведя такое осреднение и построив зависимость между g_3 и H_3 (см. рис. 11, б), убеждаемся в том, что разброс точек в значительной степени уменьшился.

Рассмотрим некоторые количественные оценки, следующие из изложенных ранее критериев. Исследуем вначале возможность применения метода интегральных преобразований по третьим разностям. Для этого с помощью метода наименьших квадратов оценим a_0 :

$$a_0 = \frac{K \sum_{i=1}^n H_{3i} + \sum_{i=1}^n g_{3i}}{n} = 0,20. \quad (91)$$

По формуле (80) получим, что среднее квадратическое отклонение при $K=0,200; 0,210; 0,220$ соответственно равно $\pm 0,83; \pm 0,82; \pm 0,81$. При значительном разбросе в исходных значениях плотности разброс в значениях средних квадратических данных невелик.

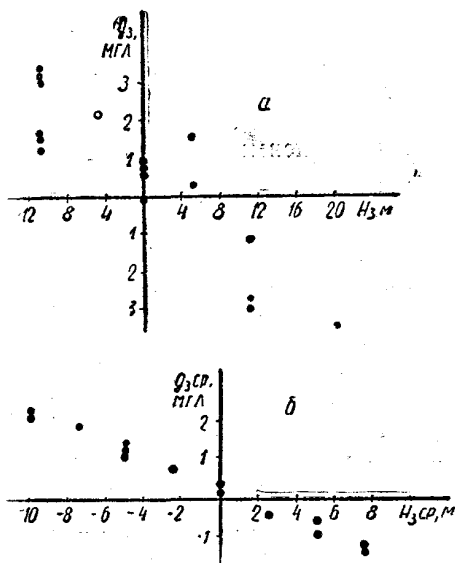


Рис. 11. Зависимость g_3 от H_3 (а) и зависимость $g_{\text{ср}}$ от $H_{\text{ср}}$ (б)

Проверка при принятии гипотезы о линейном виде кривой показывает, что коэффициент a_1 ничтожно мал, что подтверждает законность применения метода интегральных преобразований с точки зрения порядка кривой аномалии Буге (степени аппроксимирующего полинома). Перейдем теперь к оценке возможности применения этого способа с точки зрения ошибок в исходных данных. После осреднения, как это говорилось выше, разброс в значениях исходной функции уменьшился.

Учитывая значение a_1 , получаемое из равенства (91), по формуле (66) оценим среднюю квадратическую ошибку $\epsilon_{Бз}$. Она получилась равной $\pm 0,118$. Учитывая значение $\epsilon_{Бз}$, по формуле (71) вычислим среднюю квадратическую ошибку определения K по данным осредненных значений третьих разностей

$$\epsilon_K = \frac{\epsilon_{Бз}}{\sqrt{\frac{n}{\sum_{i=1}^n H_{3i} C_i}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n C_i^2}{n}} = \pm \frac{0,118 \cdot 1,67}{\sqrt{19 \cdot 17,4}} = \pm 0,0025.$$

Это значение ϵ_K дает среднюю квадратическую ошибку в определении плотности, равную

$$\epsilon_\delta = 0,0025 \cdot 24 = \pm 0,06 \text{ г/см}^3,$$

что является вполне удовлетворительным.

Оценим теперь возможность корреляционного способа. Вначале произведем оценку корреляционной связи между значениями $g_{Бм}$ и H_m для вторых и третьих разностей (осредненных).

Вычисляя r по формуле (83), находим, что оно равно 0,43. При $n=20$, $t < 2,34$, а $\Phi_0(t) \geq 0,98$.

Следовательно, с довольно большой вероятностью (большей чем 0,98) можно утверждать о наличии корреляционной связи между $g_{Бз}$ и H_z . При такой вероятности корреляционной связи очевидно, что применение корреляционного метода будет рискованным.

При понижении порядка кривой по третьим разностям оказалось, что $r=0,17$, откуда при $n=19$, $t < 0,75$, а $\Phi_0(t) \geq 0,55$, т. е. вероятность корреляционной связи весьма мала, и применение корреляционного метода в данном случае оправдано, что и подтверждается рассматриваемым примером. По вторым разностям корреляционным методом значение K равно 0,242; по третьим — 0,211 (при истинном значении $K=0,210$).

Оценка влияния ошибок наблюдений в исходных данных по формуле (73) дает следующие результаты:

$$\epsilon_k = \pm \frac{\sigma_{БЗ}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{n}{\sum_{i=1}^n (H_{3i} - \bar{H}_3)^2}}} = \pm \frac{0,118}{\sqrt{19}} \cdot \frac{1}{\sqrt{730}} = \pm 0,001,$$

$$\epsilon_3 = \pm 0,001 \cdot 24 = \pm 0,02 \text{ г/см}^3.$$

Как видно, полученный результат очень хороший.

Результаты опробования формул (45) и (28) для разностей различного порядка сведены в табл. 6.

Из визуального рассмотрения и из приведенных выше оценок видно, что метод интегральных преобразований дает удовлетворительные результаты по всем трем разностям, причем для вторых и третьих разностей только по их средним значениям; корреляционный метод дал хороший результат лишь для осредненной третьей разности.

Таблица 6
Результаты опробования формул

Порядок разности	Формула (28)	Формула (45)
Δ	—	0,214
Δ^2	0,244	0,231
$\Delta^2_{ср}$	0,242	0,205
Δ^3	0,221	0,308
$\Delta^3_{ср}$	0,211	0,210

Малое число пунктов наблюдения в приводимом примере не позволило применить метод площадей.

* * *

На основе приведенных выше теоретического анализа и практического примера можно дать следующие рекомендации по определению плотности по гравиметрическим данным.

1. Производится исчисление конечных разностей наблюдаемых значений силы тяжести, высот дневного рельефа и аномалии Буге с приближенным значением плотности до получения постоянного значения аномалии Буге.

2. Строятся графики зависимости вычисленных величин от x .

3. Визуально оценивается степень полинома, аппроксимирующего аномалию Буге, и отсутствие или наличие корреляционной связи между аномалией Буге и рельефом (или корреляционная связь каких-либо разностей этих величин). При большом разбросе точек производится простое осреднение по двум соседним точкам.

4. Приемами, описанными выше, оцениваются количественно порядок полинома и корреляционная связь.

5. Методом наименьших квадратов определяются коэффициенты полинома, используемой разности и по формулам (65), (66), (67) оцениваются ошибки в используемых данных.

6. Вычисляются значения K , по формулам (69—72) оцениваются ошибки различных способов.

7. Принимается решение о выборе того или иного способа. В частности, может быть принято решение о невозможности определения плотности по имеющимся данным с нужной точностью.

8. Вычисляется ошибка ϵ по формулам (76), (77) по совокупности профилей или по значениям K , определенным на отдельных участках профиля. Ошибка ϵ может быть оценена и по единичному профилю при $g_{bm} = \text{const}$. В этом случае

$$K_i = \frac{a_0}{H_{mi}} - \frac{g_{mi}}{H_{mi}},$$

где a_0 определяется по формуле (91).

ЛИТЕРАТУРА

1. Балавадзе Б. К. Гравитационное поле и строение земной коры в Грузии. Изд-во АН ГрузССР, 1957.
2. Бережная Л. Т., Телепин М. А. Определение плотности по гравиметрическим данным. «Прикладная геофизика», вып. 47. «Недра», 1966.
3. Березкин В. М. Опыт определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным. «Геофизическая разведка», вып. 13. Гостоптехиздат, 1963.
4. Березкин В. М. Вычисление плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным путем решения системы уравнений по способу Коши. «Прикладная геофизика», вып. 41. «Недра», 1965.
5. Березкин В. М., Нефедова Н. Ю. Определение плотности промежуточного слоя с помощью методов теории информации и математической статистики. «Разведочная геофизика», вып. 5. «Недра», 1965.
6. Березкин В. М., Букетов А. П. Применение гармонического анализа для определения плотности промежуточного слоя. «Прикладная геофизика», вып. 47. «Недра», 1966.
7. Гладкий К. В. Определение поправки за превышение при гравиметрической съемке. Тр. геол.-исслед. бюро «Главуглеразведки», вып. 6. Углетехиздат, 1949.
8. Длин А. М. Математическая статистика в технике. «Советская наука», 1958.
9. Методическое руководство по определению физических свойств горных пород и полезных ископаемых. Госгеолтехиздат, 1962.
10. Немцов Л. Д. К методике высокоточных гравиметрических исследований при поисках нефтяных и газовых месторождений. «Геофизическая разведка», вып. 10. Гостоптехиздат, 1962.
11. Параснис Д. С. Принципы прикладной геофизики. «Мир», 1965.
12. Пришивалко А. И. Определение плотности поверхностных пород по гравиметрическим данным с использованием поправок за рельеф. «Разведочная геофизика», № 1, «Недра», 1964.
13. Серкерев С. А. Определение плотности пород по гравиметрическим данным. Тр. МИНХ и ГП, вып. 50, «Недра», 1964.
14. Слепак З. М. Об определении плотности промежуточного слоя при гравиметрической съемке. «Разведочная и промысловая геофизика», № 41, Гостоптехиздат, 1961.
15. Nettleton L. L. Determination of density for reduction of gravimeter observations. «Geophysics», N 3, 1939.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ

Магниторазведка применяется на всех этапах геологических работ, начиная от мелкомасштабного геологического картирования и кончая разведкой месторождений. Число полезных ископаемых, при поисках которых используется магниторазведка, весьма велико: магнитные разновидности железных руд; рудные и нерудные ископаемые, связанные с основными и ультраосновными породами (железо, никель, хром, титан, алмазы и др.); цветные, редкие и благородные металлы, руды которых содержат акцессорные магнитные минералы (свинец, олово, россыпные золото и платина); рудные скарновые месторождения, обогащенные магнетитом (железо, вольфрам, молибден, медь); месторождения пьезооптических минералов, связанные с магнетитовой минерализацией, зонами дробления, интрузиями ультраосновных пород (пьезокварц, исландский шпат, оптический флюорит); алюминиевые руды (если они представлены магнитными разностями бокситов) и, наконец, нефть и газ (изучение глубинного строения территорий, определение зон разломов, рельефа кристаллического фундамента и др.).

При всех мелко- и среднемасштабных геологических исследованиях, имеющих большое значение при поисках нефти и газа, применение магниторазведки совершенно необходимо, что нашло свое отражение в том, что практически вся территория СССР заснята аэромагнитными съемками среднего масштаба, которые во многих районах (особенно рудных) перекрыты аэромагнитными и наземными съемками более крупных масштабов. Если учесть, что имеются также площади, заснятые аэромагнитной съемкой мелкого масштаба, то окажется, что вся территория СССР, включая водные пространства, в той или иной мере изучена магниторазведкой.

Поскольку магнитные съемки проводились длительное время, в течение которого менялись и совершенствовались аппаратура, методика работ и приемы геологической интерпретации, то, естественно, выполненные магнитные съемки являются не равнозначными и не эквивалентными по геологической эффективности. Несмотря на хорошую изученность магниторазведкой территории нашей страны, магнитные съемки не только крупного, но и среднего и мелкого масштабов должны продолжаться по мере совершенствования техники, методики и приемов интерпретации.

Магниторазведка проводится в вариантах аэромагнитной, наземной, гидромагнитной съемок, а также в виде магнитных измерений в буровых скважинах (скважинная магниторазведка и магнитный каротаж). Определяются магнитные характеристики образцов горных пород и полезных ископаемых

(а иногда и в естественном залегании пород с использованием естественных и искусственных обнажений, горных выработок, буровых скважин и в других условиях) и изучается магнитная восприимчивость рыхлых отложений с целью поисков полезных ископаемых по их ореолам рассеяния.

Помимо традиционной области, магниторазведка находит теперь применение и при решении геологических вопросов планетарного масштаба (строение земной коры и верхней мантии) и в таких областях, как археология. Тесно примыкают к магнитной разведке палеомагнитные работы, которые позволяют вести научные исследования и решать некоторые практические геологические задачи (стратификация разрезов, корреляция немых осадочных толщ, магнито-геологическое картирование и др.).

С помощью магниторазведки открыты крупные железорудные месторождения, месторождения бокситов, обнаружены и околочены многие алмазонасные кимберлитовые тела, даны прогнозные оценки по многим полезным ископаемым, в том числе нефтегазоносности ряда районов страны, а в последнее время практически получены предпосылки для непосредственной локализации месторождений нефти. Все возрастающее значение имеет магниторазведка (в комплексе с другими геофизическими методами) при геологическом картировании, повышая его достоверность и глубинность.

Основные теоретические положения современной магниторазведки базируются на потенциальности магнитного поля (вне его источников) и однородной намагниченности геологических образований. Вместе с тем было установлено [2, 7], что функция ΔT (приращение модуля полного вектора геомагнитного поля — величина, измеряемая феррозондовым аэромагнитометром) не является потенциальной. Однако при известных условиях ее можно считать потенциальной и производить обычные вычисления. Реальные геологические тела во многих случаях намагничены неоднородно, поэтому указанное выше положение об однородности является условным, в связи с чем ведется изучение закономерностей распределения намагниченности пород с целью их учета при интерпретации.

Немаловажное значение при изучении земного шара на глубину, а также процессов рудообразования имеет известный факт потери ферромагнетиками своих ферромагнитных свойств (переход в парамагнитное состояние) при температуре, превышающей точку Кюри (для магнетита 578°). Однако вопрос о том, на какой именно глубине расположена современная изотермическая поверхность Кюри (для горных пород около 600°), еще окончательно не выяснен.

Все основные методы математической интерпретации от-

дельных магнитных аномалий можно разделить (по Б. А. Брюсову) на восемь групп:

а) методы характерных точек аномальных кривых магнитного поля;

б) интегральные методы (использование соотношений площадей, ограничиваемых аномальными кривыми);

в) предельные (оценочные) методы, использующие экстремальные соотношения аномалий;

г) амплитудные методы;

д) методы сравнения (наблюденных аномальных кривых с теоретическими);

е) методы подбора (намагниченных тел последовательными приближениями для объяснения наблюдаемой аномальной кривой);

ж) векторные методы (изучение векторной картины магнитного поля);

з) методы, использующие теорию функций комплексных переменных.

Для выделения аномалий, подлежащих непосредственной интерпретации, нередко применяют трансформацию наблюдаемого магнитного поля, используя для этого различные способы: частотную селекцию, осреднение, пересчеты в верхнее и нижнее полупространства, расчеты производных исследуемой кривой, статистические методы (позволяющие выделять аномалии, соизмеримые по амплитуде с уровнем помех) и др. Каждый из перечисленных способов имеет свои ограничения и не является универсальным.

Следует указать, что расчеты глубины залегания намагниченных пород по магнитным аномалиям при благоприятных условиях позволяют получать относительно правильные оценки. Так, например, карта изогипс поверхности фундамента Западно-Сибирской низменности, составленная по аэромагнитным данным (Т. Н. Симоненко), совпадает с данными сейсморазведочных и буровых работ с погрешностью до $\pm 20\%$.

Все более широко используются возможности электронных вычислительных цифровых машин (ЭВЦМ) для обработки и интерпретации магниторазведочных данных, в особенности при таких трудоемких процессах, как трансформация наблюдаемого поля. Составлены многочисленные программы обработки данных на ЭВЦМ. Некоторое применение находит и аналоговая вычислительная техника для моделирования задач магниторазведки, а в некоторых случаях и их решения.

Современная отечественная магниторазведочная аппаратура достаточно разнообразна и обеспечивает, если позволяют конструктивные возможности, наиболее высокую точность измерений. В качестве чувствительных элементов полевой магнитометрической аппаратуры для измерения напряженно-

сти магнитного поля используются постоянные магниты на подвесах (стрелочная оптико-механическая аппаратура), феррозонды (чувствительная к внешнему магнитному полю электрическая катушка с сердечником, питаемая переменным током), протонные датчики (чувствительное к внешнему магнитному полю устройство в виде жидкости, содержащей протоны и помещенной в сосуд, охватываемый измерительной катушкой), а в последнее время и квантовые датчики, в которых используется изменение спектральных характеристик паров щелочных металлов или инертных газов под влиянием магнитного поля.

В лабораторной и полевой магниторазведочной аппаратуре, предназначенной для измерения магнитных характеристик пород, используются также и индукционные устройства. Указанная аппаратура имеет следующие пороги чувствительности: стрелочная $5 \cdot 10^{-5}$ э; феррозондовая $2 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 10^{-6}$ э; протонная $2 \cdot 10^{-5}$ э; квантовая $2 \cdot 10^{-7}$ э.

Чувствительность индукционных устройств, как известно, можно увеличивать до максимальных пределов, но эти устройства мало пригодны для измерения напряженности поля в маршрутных условиях.

В настоящее время измеряются следующие величины: приращение вертикальной составляющей напряженности магнитного поля Земли ΔZ (на поверхности земли и в буровых скважинах); приращение модуля полного вектора напряженности магнитного поля земли ΔT ; модуль полного вектора T ; реже — горизонтальная составляющая H и магнитное склонение D ; составляющие вектора напряженности магнитного поля в скважинах (в системе координат, связанной с осью буровой скважины); естественная остаточная I_n и индуктивная I_i намагниченности горных пород (в лабораториях) и их магнитная восприимчивость κ (в лабораториях, полевых условиях и в буровых скважинах).

Наиболее распространенной магнитометрической аппаратурой является следующая.

Полевая (для измерения напряженности поля) — стрелочные ΔZ магнитометры М-18, М-23, М-27, стрелочный H и D магнитометр М-15, феррозондовый ΔZ магнитометр М-17, автомобильный протонный T -магнитометр АПМ-1.

Аэромагнитная — феррозондовые ΔT , аэромагнитометры АММ-13 и АМФ-1, протонный T -аэромагнитометр АЯАМ-6, ядерные (протонные) приставки (к феррозондовым аэромагнитометрам) ЯП-1 и ЯПЦ, измеряющие T .

Скважинная — трехкомпонентный магнитометр ТСМ-3, магнитокоротажная станция КМВ-2А (измерение ΔZ , трех составляющих поля и κ).

Морская — морской протонный T -магнитометр МПП-1.

Лабораторная (для измерения магнитных характеристик образцов горных пород) — стрелочный аstaticкий магнитометр МА-21, прецизионный измеритель остаточной намагниченности ИОН-1, измеритель магнитной восприимчивости ИМВ-2 (этот прибор пригоден так же, как полевой).

Современные полевые магнитометры, в отличие от применявшихся еще сравнительно недавно, не требуют ориентировки (а некоторые приборы, как М-17, не требуют и нивелировки) на точке наблюдения, позволяют ограничиваться одним отсчетом, временем работы на точке 0,5 минуты (против 2—3 минут с приборами старых конструкций) и т. д. Появился автоматический автомобильный магнитометр для измерений в процессе движения автомобиля с записью на перфоленду, что позволяет обрабатывать его показания сразу на электронных вычислительных машинах.

Как известно, все аэромагнитометры являются автоматическими. В некоторых типах аэромагнитной аппаратуры запись показаний производится на перфоленду (ЯПЦ).

Менее распространены наземные переносные проточные магнитометры (М-20, АЯПМ-4) из-за их значительного веса (по сравнению с другими типами приборов) и некоторых конструктивных недостатков.

В качестве вспомогательной аппаратуры при аэромагнитной съемке употребляются аэрофотоаппараты специальной конструкции—АФА-36, АФАГ-17, АФА-М-10, ЦГ-60 (для топографической привязки воздушных маршрутов) и радионавигационная фазовая система «Поиск», которая позволяет не только определять координаты летящего самолета, но и точно прокладывать его маршруты, если придать к системе специальное счетно-решающее устройство.

В области методики магниторазведочных работ развитие идет в двух направлениях:

- 1) изучение новых параметров (что обусловлено как чисто методическими соображениями, так и возможностями новой аппаратуры);

- 2) повышение точности измерений с целью выделения наиболее слабого аномального эффекта, связанного с геологическими причинами.

Изучение векторной картины магнитного поля, измерения ΔT и T (эти величины измеряются, исходя из конструктивных возможностей приборов), изучение характера магнитных вариаций во времени для установления его связи с геологическим строением местности, искусственное подмагничивание горных пород в их естественном залегании являются примерами развития первого названного направления.

Повышение точности измерений достигается не только применением новых, более чувствительных и стабильных прибо-

ров (протонные, квантовые), но и специальными методическими приемами. Такие методические приемы сводятся к учету нестабильности показаний приборов (стрелочных, феррозондовых) по повторным измерениям и сравнением с показаниями контрольных приборов, учету влияния магнитных вариаций во времени (по повторным измерениям или по показаниям магнитовариационных станций), способам увязки наблюдений на различных точках или маршрутах между собой, учету нормального и местного базисного магнитного поля.

Особенно важное значение для повышения качества наземных и аэромагнитных съемок и составляемых карт магнитного поля имеет методика съемки с использованием специальной, заранее созданной высокоточной опорной магнитной сети, с которой производится увязка рядовой сети. Например, хорошо зарекомендовали себя опорные аэромагнитные сети в виде замкнутых полигонов, наблюдения по которым проводятся по два и более раза (Р. Т. Васильев, В. М. Рыманов, О. Н. Соловьев). Большое значение для магнитной картографии имеют опорные аэромагнитные сети СССР (В. С. Цирель, Р. Т. Васильев). Опорные сети служат основой для составления по аэромагнитным данным карт магнитного поля. Несколько сложнее обстоит дело с нормальным магнитным полем, варианты которого (не без некоторого основания) непрерывно предлагаются различными исследователями. В ближайшее время следует выработать единый подход к этому вопросу.

Касаясь геологической эффективности магниторазведочных работ в аспекте региональной и нефтяной геологии и оставляя в стороне традиционные примеры, укажем на некоторые вопросы, представляющие сравнительно новый интерес.

Так, наметилась тенденция выполнять в связи с поисками нефти и газа в некоторых платформенных условиях крупномасштабные (1:50 000) аэромагнитные съемки с целью выявления некоторых аномалий, обусловленных локальными особенностями строения фундамента, с которыми имеется то или иное соответствие структур в осадочном чехле. Подобный материал был получен еще в начале 60-х годов П. А. Кукиным и П. А. Коноплиным в восточной части Татарской АССР [3]. Исследователи пришли к выводу, что даже в тех районах, где уже ведется добыча и разведка нефти и газа или доказано их наличие в промышленных размерах, целесообразно проведение аэромагнитной съемки масштаба 1:50 000 с целью уточнения строения магнитного фундамента, изучения соответствия его со строением структур в чехле.

А. М. Карасиком, Р. М. Деменицкой и другими [1] получен весьма интересный материал, иллюстрирующий эффективность аэромагнитных наблюдений над Северным Ледовитым

океаном. Здесь магнитное поле резко отличается от материкового: наблюдается преимущественно одинаковая ориентировка региональных простираний аномалий и устойчивая ритмичность чередования зон повышенных и пониженных значений поля (одинаковой интенсивности). Эти особенности сохраняются в пределах единых геоморфологических провинций. Исследователям удалось построить по аэромагнитным данным схематический разрез земной коры в этом районе, выделив области различного строения и глубинные разломы.

Аэромагнитные съемки, выполненные О. Н. Соловьевым в районах Охотского моря и Тихого океана по программе Международного геофизического года, несмотря на большую высоту полета (2 км над уровнем моря и 7 км по отношению к рельефу дна океана), выявили интенсивные магнитные аномалии, достигающие 700 гамм, а в некоторых случаях и более (рис. 12). Аэромагнитные исследования в этом районе позволили предположить, что магнитные аномалии над океаническим ложем связаны с неоднородным строением базальтового слоя и, возможно, подкорового субстрата, причем значительная аномальность поля, учитывая удаление плоскости съемки от океанического дна (7 км), обусловлена, по-видимому, приближением указанных слоев к земной поверхности.

На рис. 13 приведен пример эффективности аэромагнитной съемки для выявления зоны тектонического нарушения (в осадочной толще), к которой приурочено нефтяное месторождение (Нефтяные Камни — Азербайджан). Указанная зона отмечается четким минимумом магнитного поля около 40 гамм (А. А. Дзабаев).

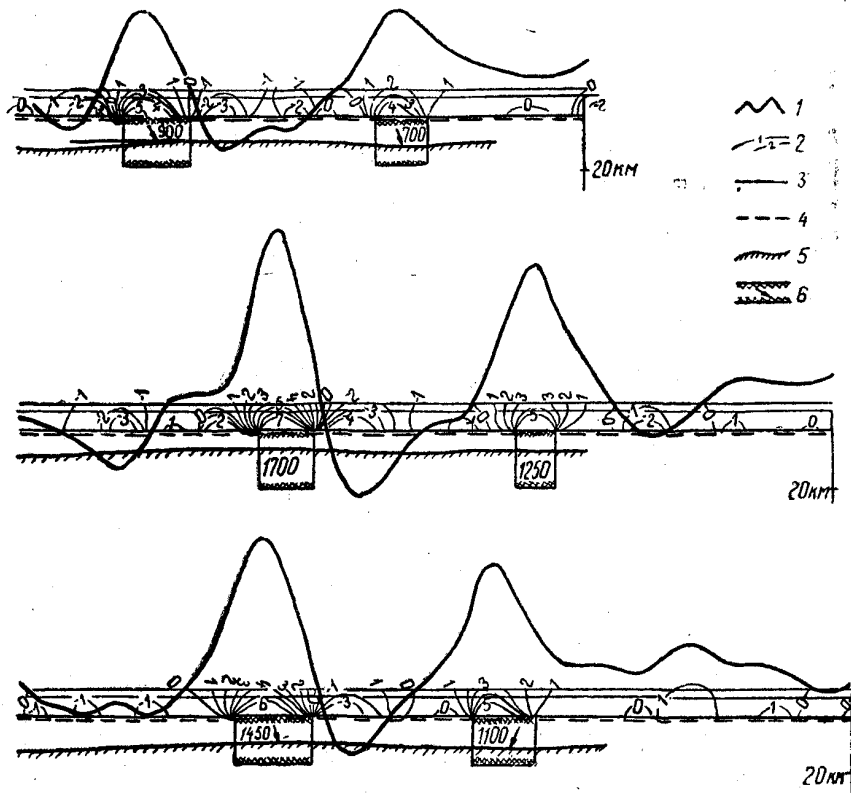
Особый интерес представляют поиски аэромагнитной съемкой погребенных грязевых вулканов, генетически связанных с залежами нефти и газа. А. А. Дзабаеву удалось экспериментально доказать, что грязевые вулканы отмечаются локальными минимумами магнитного поля порядка нескольких десятков гамм и менее (рис. 14).

Физико-геологической предпосылкой этой особенности (по А. А. Дзабаеву) является то, что грязевые вулканические брекчии представляют инородные скопления раздробленных пород во вмещающих осадочных отложениях. Поскольку эти области имеют хаотическую ориентацию, то влияние остаточной намагниченности отсутствует. Кроме того, имеет место раздробление и вынос магнитных масс из жерл вулканов. Эти явления приводят к тому, что над зонами брекчий наблюдаются локальные понижения магнитного поля, отмечаемые высокоточной аэромагнитной съемкой.

Важнейшей задачей развития магниторазведки в области аппаратуры является внедрение квантовых магнитометров и магнитных градиентометров. Поскольку квантовые маг-

Рис. 12. Распределение намагниченных тел в разрезе земной коры Тихого океана к юго-востоку от Южных Курильских островов по аэромагнитным данным (по О. Н. Соловьеву):

1 — кривые магнитного поля (ΔT)_a; 2 — изодинамы (ΔT)_a в вертикальной плоскости; 3 — рельеф дна; 4 — кровля консолидированной коры; 5 — граница Мохоровичича; 6 — намагниченные тела, направление и величина намагниченности. Вертикальный и горизонтальный масштабы разрезов 1:2 000 000; масштаб кривой (ΔT)_a — в 1 см 200 гамм



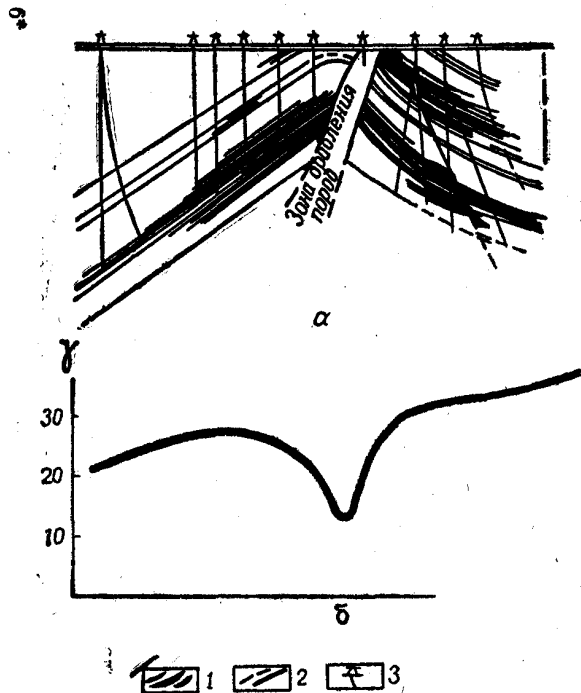


Рис. 13. Геологический разрез месторождения Нефтяные Камни.—а: 1 — залежи нефти; 2 — нарушения; 3 — буровые скважины; б — график магнитного поля (ΔT)_а (по А. А. Дзабаеву).

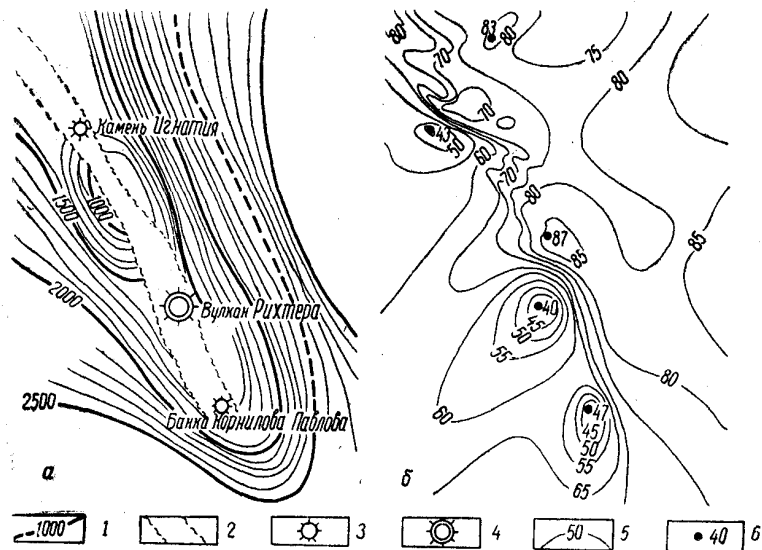


Рис. 14. Поиски грязевых вулканов аэромагнитной съемкой в акватории Южного Каспия (по А. А. Дзабаеву).

а — схематическая структурная карта по подшоше ачкагыльских отложений: 1 — изогипсы кровли сабунчинской свиты, 2 — границы зоны сложного геологического строения по данным сейсморазведки МОВ, 3 — грязевые вулканы по геологическим данным, 4 — грязевой вулкан, выявленный аэромагнитной съемкой; б — схематическая карта аномального магнитного поля (ΔT)_а того же участка; 5 — изолинии магнитного поля в гаммах, 6 — экстремальные значения магнитного поля в гаммах

нитометры на два порядка чувствительнее протонных и феррозондовых, внедрение квантовой техники встретит серьезные трудности, связанные с внешними помехами (коротко-периодные магнитные вариации), а также с помехами геологического происхождения (влияние мелких геологических неоднородностей). Отсюда вытекают и ближайшие наиболее серьезные методические задачи, требующие своего решения.

Вместе с тем успешное решение этой проблемы открывает новые геологические возможности магнитной разведки, в частности, непосредственного изучения структур в осадочной толще пород, поисков глубоко погребенных грязевых вулканов, изучения локальных особенностей кристаллического фундамента в нефтегазоносных районах и др.

Необходимо продолжить работу по снижению веса и габаритов полевых магнитометров и увеличению их диапазона измерений, внедрить в технологию аэромагнитных работ более совершенные радионавигационные системы типа Допплеровских и инерциальных, произвести унификацию протонных магнитометров различного назначения, перевести все без исключения автоматические приборы на систему записи, обеспечивающую ее непосредственный ввод в ЭВМ, ускорить широкое внедрение устройств для автоматического построения карт магнитного поля, включить в комплекс каротажных работ при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений каротаж магнитной восприимчивости и измерения магнитного поля с целью изучения особенностей геологического разреза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Деменецкая Р. М., Карасик А. М., Киселев Ю. Г. Новые данные о геологическом строении дна Северного Ледовитого океана по материалам геофизических исследований. «Методика, техника и результаты геофизической разведки». М., «Недра», 1967.
2. Контас А. Л., Юнг Г. А. Аппроксимация остаточных аномалий полной напряженности магнитного поля. «Аэромагнитные методы в геофизике». Перев. с англ. М., «Мир», 1966.
3. Кукин П. А., Коноплин П. А. Эффективность аэромагнитной съемки в платформенных условиях. «Аэромагнитная съемка в геологии». М., Госгеолтехиздат, 1963.
4. Никитский В. Е., Баскаков Н. А. Развитие аэромагнитной разведки полезных ископаемых в СССР. Министерство геологии и охраны недр СССР, отдел научно-технической информации ВИМС. М., 1962.
5. Померанцев Н. М., Рыжков В. М., Скроцкий Г. В. Квантовая магнитометрия. «Геофизическая аппаратура». Министерство геологии СССР, особое конструкторское бюро, вып. 33 и 34. Л., «Недра», 1967.
6. Рыманов В. М., Соловьев О. Н. Методика аэромагнитной съемки с применением воздушной опорной сети. Министерство геологии и охраны недр СССР, отдел научно-технической информации ВИМС (экспресс-информация, вып. 32, М., 1961).
7. Тафеев Ю. П. О расчетах магнитного поля ΔT . «Геофизическая разведка рудных месторождений». Госгеолтехиздат, М., ВИРГ, 1953.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ЦИЛИНДРИЧЕСКИМ ЗОНДОМ

Как известно, удельное сопротивление бурового раствора (ρ_0) или промывочной жидкости влияет на величины измеряемых кажущихся сопротивлений пород (ρ_k), вскрытых скважиной. Это влияние тем больше, чем меньше удельное сопротивление бурового раствора относительно удельного сопротивления исследуемых пород.

Вопрос о влиянии удельного сопротивления бурового раствора на результаты замера ρ_k для случая размещения токового и приемных электродов непосредственно на кабеле рассмотрен акад. В. А. Фоком, профессорами Л. М. Альпиным, А. И. Заборовским, В. Н. Дахновым и С. Г. Комаровым. Для потенциал-зонда и градиент-зонда ρ_k прямо пропорционально ρ_0 , т. е.

$$\rho_k = \rho_0 \left[1 + \frac{2z_{or}^2}{\pi} \int_0^{\infty} A(\lambda) \sin(\lambda z_{or}) \lambda d\lambda \right],$$

где z_{or} — длина зонда, выраженная в радиусе скважины;
 $A(\lambda)$ — сложная функция сопротивления сред, заключенных в коаксиальных цилиндрах, радиусов этих цилиндров и параметра λ .

Поскольку значение удельного сопротивления бурового раствора меняется от сотых долей до первых десятков ом-метров, ρ_k может изменяться в весьма широких пределах.

На рис. 15 приведены диаграммы исследований в скважине Туймазинского месторождения потенциал-зондом В7, 5А0, 75М и кривая потенциал-зонда ПС. Кривая записана в скважине, заполненной минерализованным буровым раствором ($\rho = 0,17$ ом-м). В результате влияния удельного сопротивления бурового раствора величины кажущихся сопротивлений на кривой потенциал-зонда крайне занижены и сглажены. По этой кривой совершенно не представляется возможным расчленить геологический разрез и тем более оценить величины кажущихся сопротивлений горных пород. Кроме того, на величину кажущегося удельного сопротивления оказывает значительное влияние изменение диаметра скважины. Ранее для устранения указанных влияний были предложены так называемые буферные зонды, например, зонд с буфером в виде кругов из изоляционного материала по диаметру, близкому к диаметру исследуемых скважин. В этом случае парные электроды размещались на кабеле по обе стороны круга. Лабораторные исследования показали, что по мере приближения диаметра зонда к диаметру скважины измеряемое кажущееся сопротивление значительно

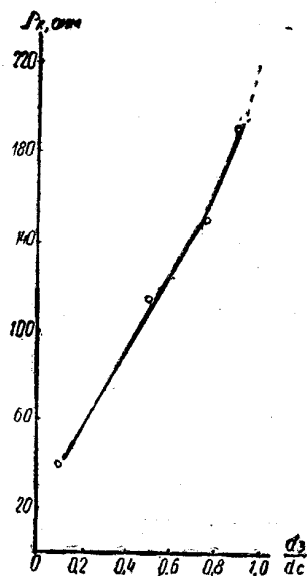
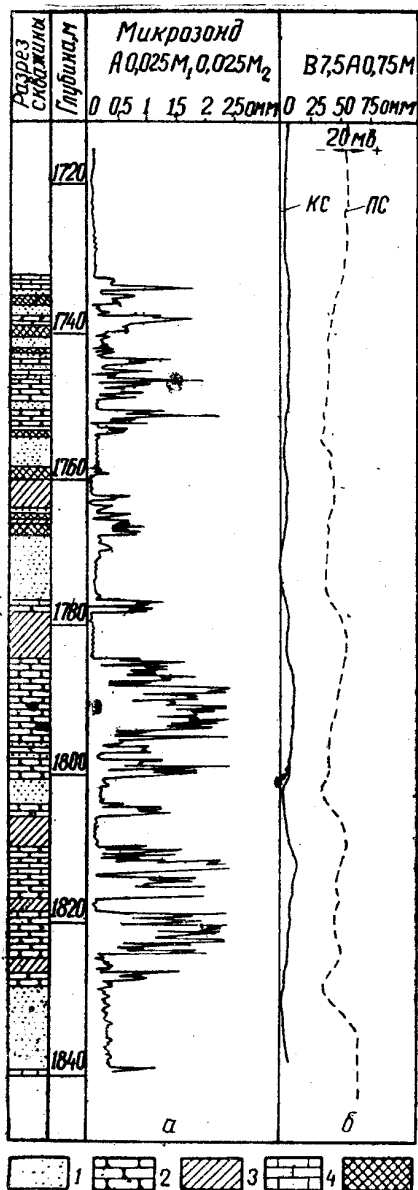


Рис. 16. Зависимость кажущегося сопротивления (R_k) от отношения диаметра зонда (d_z) к диаметру скважины (d_c)

Рис. 15. Диаграммы исследования скважины Туймазинского месторождения:

1 — песчаник и алевролит; 2 — песчаник сильно сцементированный и алевролит; 3 — глина; 4 — известняк; 5 — алевролит глинистый

увеличивается и приближается к истинному сопротивлению породы. При величинах отношения диаметра зонда к диаметру скважины $\left(\frac{d_z}{d_c}\right)$, равных 0,1 и 0,9, значения кажущегося сопротивления соответственно равны 40 и 190 *омм*.

Таким образом, по мере приближения токовых и приемных электродов, размещенных на буферном зонде, к стечкам скважины величины кажущихся сопротивлений стремятся принять значения истинных сопротивлений пород. На рис. 16 приведены результаты лабораторных исследований зависимости кажущегося удельного сопротивления от отношения диаметра зонда к диаметру скважины.

Кавернограмма не полностью отражает действительную картину изменения диаметра скважины. Одновременные измерения минимального и максимального диаметра скважины значительно отличаются от средних значений диаметра, получаемых каверномером. На рис. 17 приведены кривые, снятые эллипсомером. Диаграммы минимального (кривая 1) и максимального (кривая 2) диаметров отличаются от диаграммы их среднего значения (кривая 3). Эти результаты указывают на необходимость исключения влияния диаметра скважины на измеряемые кажущиеся сопротивления. Наличие буфера вносит искажения электрического поля. Кроме того, зонд такой конструкции обладает плохой проходимостью по стволу скважины; аналогичным недостатком обладает буферный зонд с кольцевыми электродами, диаметр которого близок к диаметру скважины.

Фирма «Шлюмберже» применяла снаряды-зонды, по диаметру близкие к номинальному диаметру скважины, но они по тем же причинам не нашли применения. Применение прижимных устройств дает возможность значительно повысить эффективность геофизических методов исследования скважин. При электрических исследованиях прижимные устройства в сочетании с изолирующим плато позволяют резко уменьшить влияние бурового раствора на измеряемое кажущееся сопротивление.

Известно, например, что размещение микрозондов на башмаке позволяет значительно уменьшить влияние сильно минерализованного раствора. На рис. 15 приведено сопоставление кривых, записанных стандартным зондом, и микроградиент-зондом А0,025М₁0,025М₂. Из анализа кривых следует, что по кривой микроградиент-зонда геологический разрез расчлняется более четко, чем по кривой стандартного потенциал-зонда, хотя длина последнего в 20 раз больше, чем микроградиент-зонда. Однако ограниченные размеры башмака не позволяют применить микроустановки большей длины. Для исследования скважин микроустановками большей дли-

ны, например, зондами микробокового электрического зондирования или зондом ближней зоны, необходимо применять изолирующие плато (для электродов) значительных разме-

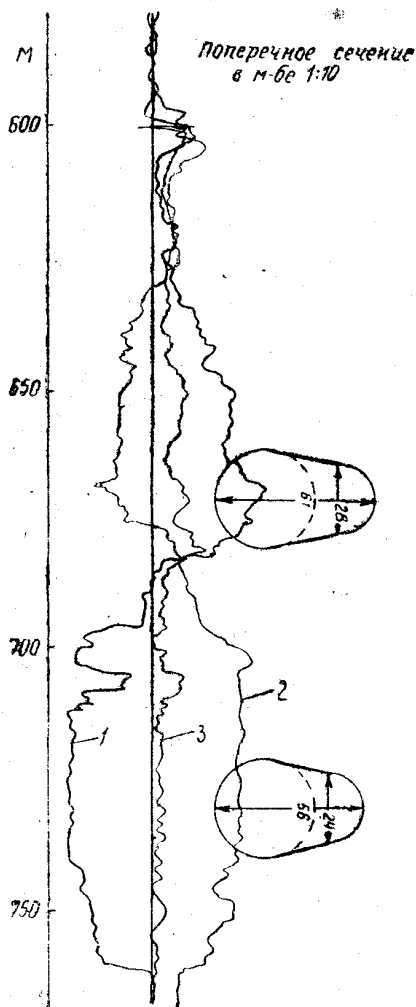


Рис. 17. Кривые эллисомера:
1—кривая минимального диаметра; 2—кривая максимального диаметра; 3—кавернограмма

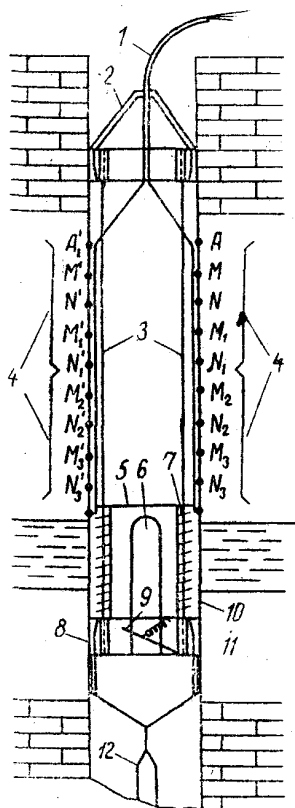


Рис. 18. Гидравлический цилиндрический зонд с автоматическим регулятором давления:

1—кабель; 2—конусная зажимная головка; 3—тросы (жилы кабеля КТО-4); 4—электроды зондов; 5—стаканы клапана; 6—вырезы; 7—пружина; 8—зажимная муфта; 9—клапан; 10—корпус зонда; 11—пружина клапана; 12—груз

ров, что для скважинных условий конструктивно выполнить невозможно.

В последнее время была предложена конструкция гидрав-

гического зонда, на внешней поверхности которого располагаются электроды, плотно прижимаемые к стенке скважины, в то время как внутренняя часть его остается полой. В конструкции зонда используется насос, работающий от электромотора. Эта конструкция не обеспечивает проведения исследований скважин с большими скоростями регистрации, поэтому нами предложена новая конструкция гидравлического зонда с автоматическим регулятором давления на стенке скважины, позволяющая проводить исследования микроустановками и зондами больших размеров. Усовершенствованная конструкция гидравлического цилиндрического зонда прошла успешные испытания в скважинах, пробуренных на минерализованном и пресном буровых растворах.

При исследовании гидравлическим цилиндрическим зондом, например градиент-установкой АМН, расположенной параллельно образующей цилиндрического гидравлического зонда, ρ_k определяется следующим выражением:

$$\rho_k = \rho_1 \left\{ 1 + \frac{2z^2(\mu-1)}{\pi} \int_0^{\infty} \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n \frac{t^2 |K_n(\bar{a}t)|^2 I_n(t) I'_n(t) \sin t z dt}{\mu + (\mu-1) t I_n(t) K'_n(t)} \right\},$$

где $K_n(td)$, $I_n^0 t$ — цилиндрические функции от мнимого аргумента n -го порядка

$$\mu = \frac{\rho_1}{\rho_2}; \quad \bar{z} = \frac{z}{r_0}; \quad \bar{a} = \frac{d}{r_0}; \quad t = \frac{\lambda}{r_0}$$

z — длина зонда А0;

d — расстояние от оси цилиндрического зонда до установки АМН;

r_0 — радиус гидравлического зонда.

Таким образом, ρ_k пропорционально не удельному сопротивлению бурового раствора ρ_0 , а непосредственному удельному сопротивлению первого слоя, и при достаточно большой длине А0 — удельному сопротивлению пласта или его зоне проникновения.

При замерах микроустановками, большими А0,05М сопротивление ρ_k пропорционально удельному сопротивлению промытой зоны, а меньшими 0,05М — удельным сопротивлениям глинистой корки.

На рис. 18 изображен общий вид гидравлического цилиндрического зонда с автоматическим регулятором давления на стенке скважины. Зонд представляет собой резиновый цилиндр диаметром, близким к диаметру исследуемой скважины. Длина зонда определяется размером применяемых установок.

Зонд по периметру растягивается, а по длине сохраняет свои размеры. Вдоль цилиндра размещены токовые и приемные электроды для проведения измерений зондами боко-

вого электрического зондирования и микрозондами различной длины. В верхней части цилиндра имеется конусная зажимная головка 2, которая плотно соединяется с верхним окончанием цилиндра. Верхняя зажимная гайка имеет также конусную форму, что позволяет зонду свободно перемещаться по стволу скважины. Нижняя часть цилиндра плотно соединяется с зажимной муфтой 8. Верхняя головка и нижняя муфта соединяются тремя стальными тросами, размещенными внутри цилиндра 3. Отличительной особенностью нижней конусной муфты является то, что она имеет клапан 9, регулирующий гидравлическое давление в цилиндрическом зонде, что обеспечивает плотный контакт поверхности зонда со стенками скважины. Регулирующий автоматический клапан при спуске зонда в скважину открыт пружиной 11 и тем самым не препятствует прохождению бурового раствора через внутреннюю часть зонда. При подъеме зонда дно регулирующего клапана 9 закрывается крышкой, за счет напора столба жидкости внутри зонда давление возрастает, пружина 7 регулирующего клапана сжимается и буровой раствор проходит через полую часть зонда в вырезы (окна) 6 в стакане 5 клапана. Сила пружины равна расчетному давлению, необходимому для обеспечения плотного контакта зонда со стенками скважины. В случае, когда давление внутри цилиндра превышает заданное, пружина соответственно сжимается, стакан с прорезями (окнами) опускается ниже, и буровой раствор проходит через окна с большей интенсивностью. Таким образом, внутри зонда в процессе измерений поддерживается заданное постоянное давление.

Тросы 3 позволяют снять растягивающие усилия груза 12 с резиновой части корпуса зонда 10.

С целью обеспечения надежной изоляции электродов для каждого подводящего провода к электродам сделаны резиновые выступы аналогично тем, которые сделаны для стандартных микрозондов. Электроды зондов 4 для микроустановок изготавливаются из латунного стержня диаметром 10—12 мм. Спуск-подъемные операции с гидравлическим зондом выполняются так же, как и стандартными зондами.

Ниже приведены результаты исследований гидравлическим цилиндрическим зондом. В скважине (рис. 19) проведен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающих измерения стандартным зондом АБК-3 ($K = 0,237$ м), зондом А0.51М0,08N, кривые приращений микрозондов (прибором 5МЗ-20) и две кривые гидравлического цилиндрического зонда, снятые при спуске и при подъеме ($\rho_p = 17$ ом). Геологический разрез скважины представлен отложениями мелкозернистых глинистых песков с прослоями песчаников, глинами и прослоями алевроитов и песков; встре-

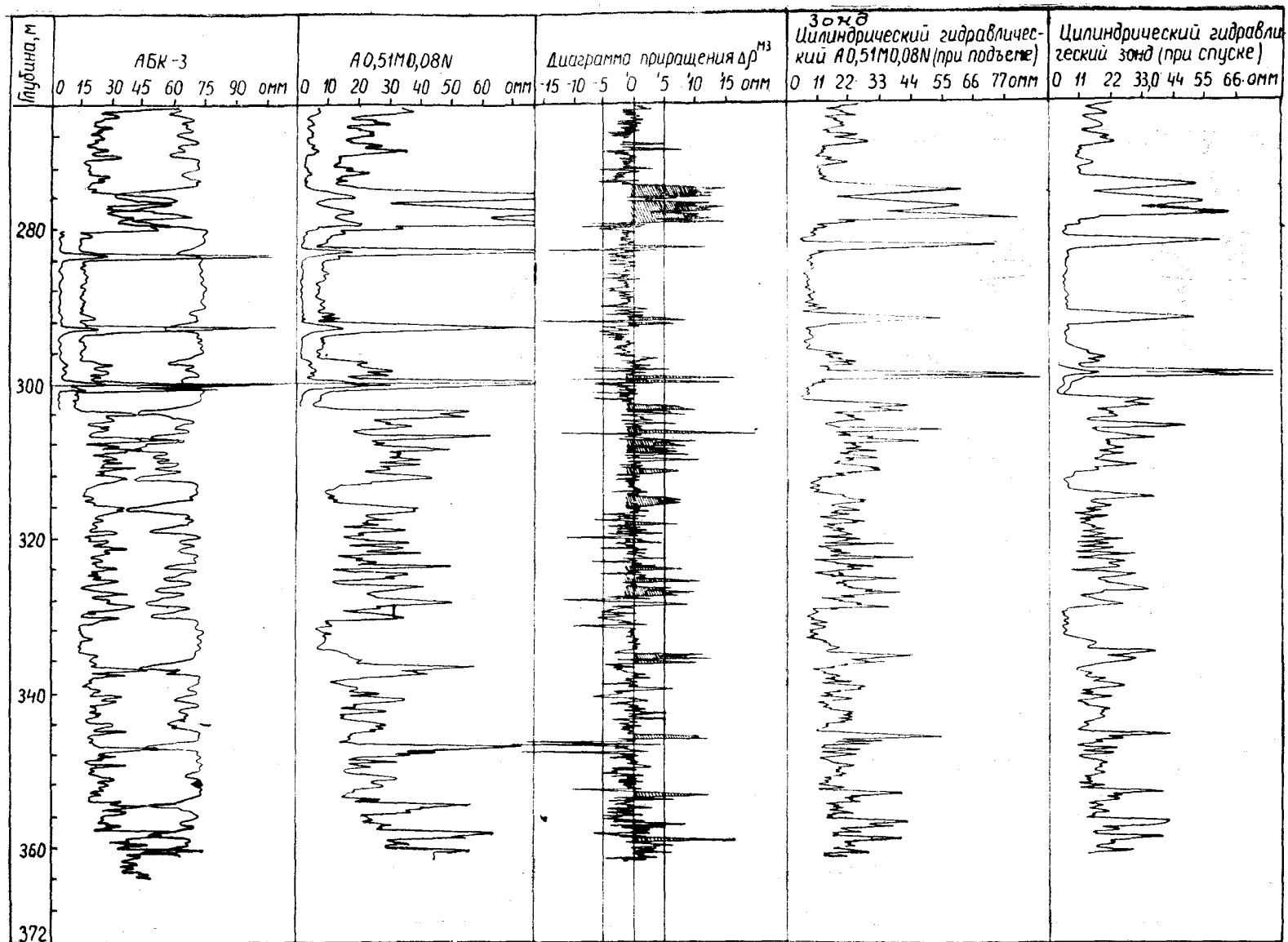


Рис. 19. Диаграммы исследования скважины, пробуренной на пресном буровом растворе (интервал 264—364 м)

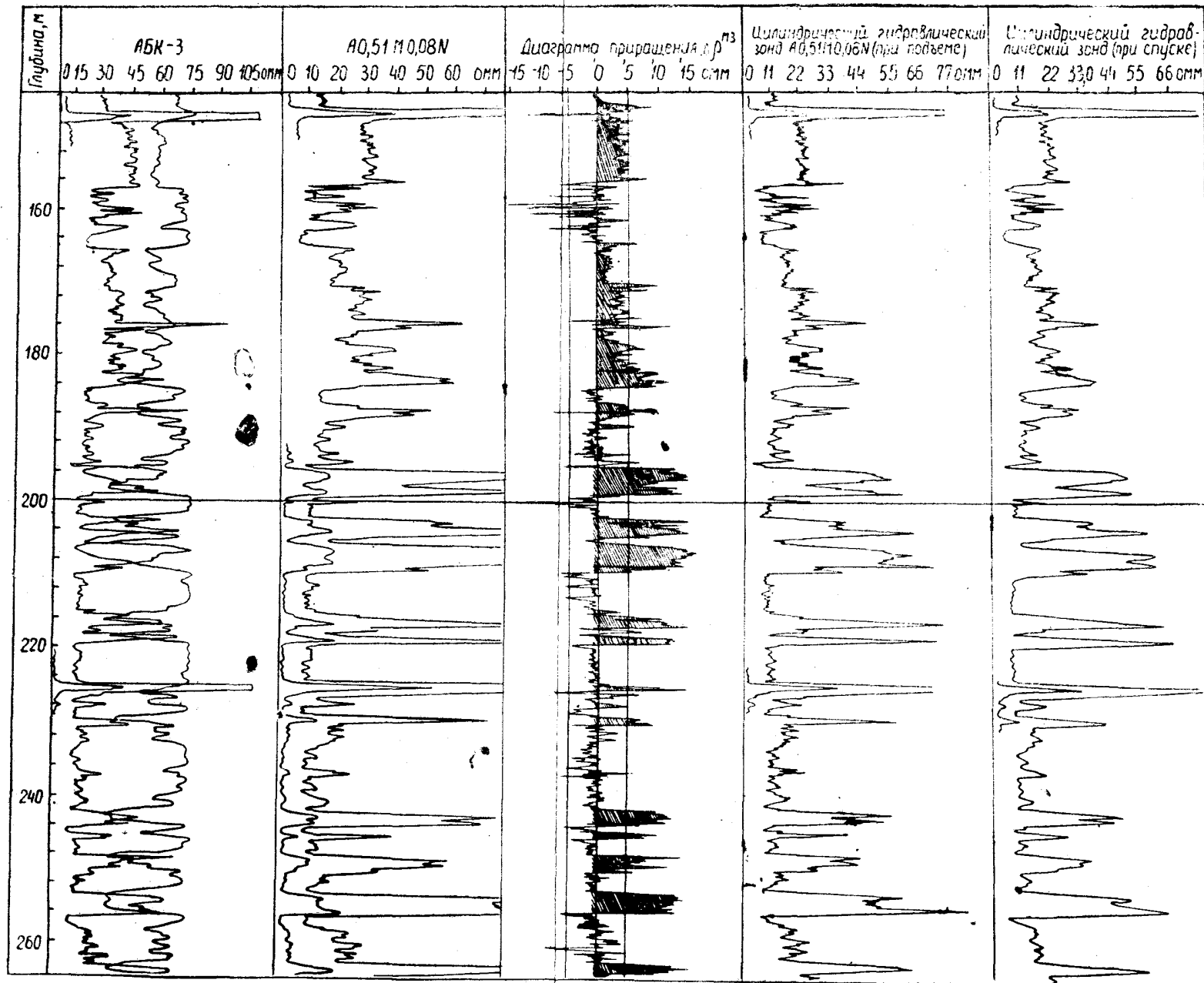


Рис. 20. Диаграммы исследования скважины комплексом геофизических методов (интервал 148—264 м)

чаются бурые угли мощностью около 1 м. Песчаники серые, мелкозернистые, на слабом глинистом цементе, подстилаемые глинистыми алевролитами. На глубине 280—300 м залегают аргиллитоподобные глины с прослоями алевроитов и известковистых песчаников. По мере приближения к забою скважины мощность песков возрастает. Пески серые кварцево-полевошпатовые разномзернистые, переслаиваемые глинами и алевролитами.

По диаграммам кажущихся сопротивлений и кривой ПС геологический разрез расчленяется хорошо. Глины выделяются по малым величинам удельных сопротивлений, а по кривой ПС — нулевыми значениями потенциалов собственной поляризации; пески и песчаники четко выделяются по высоким значениям ρ_k и отрицательным значениям потенциалов собственной поляризации, достигающим 40 мВ.

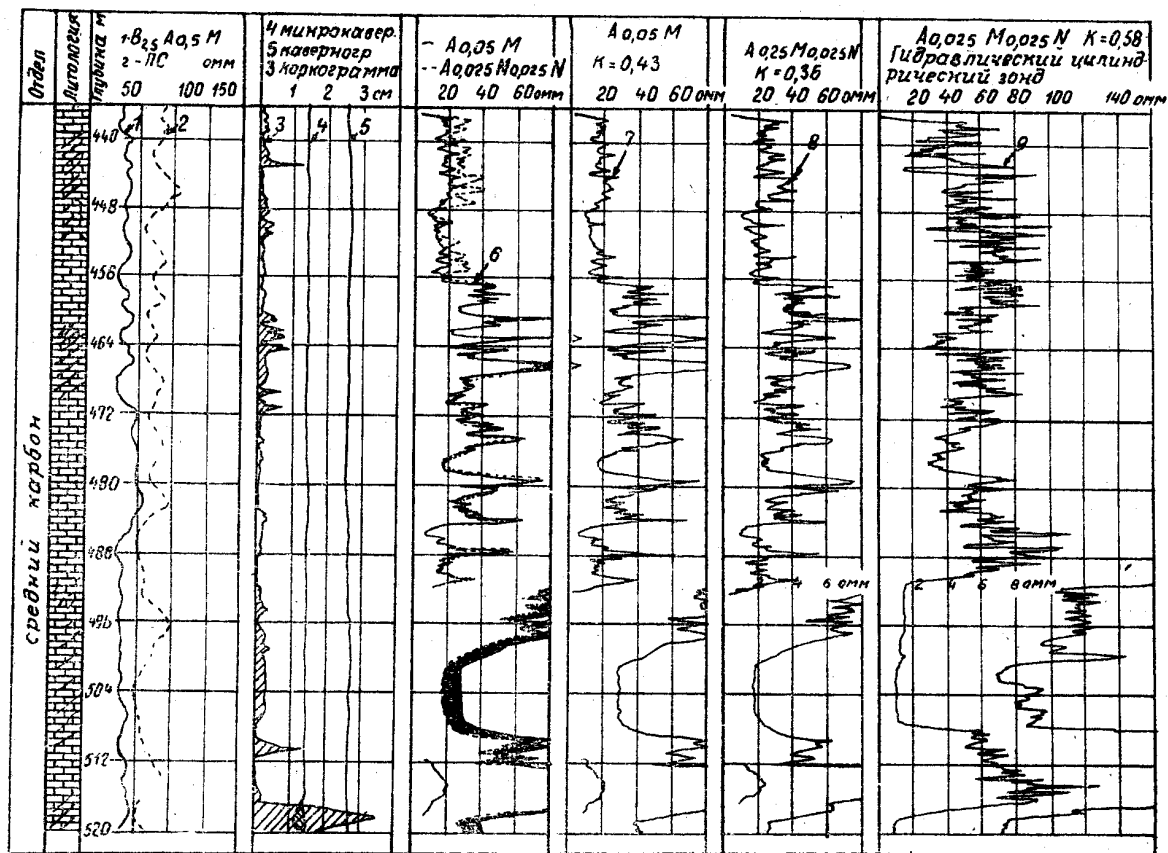
На кривой приращений микрозондов пескам и песчаникам соответствуют положительные приращения (заштрихованные области).

Породы наиболее детально расчленяются по кривым гидравлического цилиндрического зонда. На рис. 19 приведены кривые гидравлического зонда, записанные при спуске и при подъеме; видна хорошая повторяемость кривых. Диаграммы гидравлического зонда хорошо согласуются с диаграммами приращений и кривой фокусированного зонда АБК-3. Значения кажущихся сопротивлений на кривой гидравлического зонда и зонда АБК-3 меньше, чем на кривой стандартного зонда длиной А0,51М0,08N, электроды которого смонтированы на кабеле. Это объясняется влиянием большого удельного сопротивления бурового раствора.

Таким образом, величины ρ_k на кривых гидравлического цилиндрического зонда по величинам ρ_k близки к значениям, полученным зондом АБК-3, но характер этих кривых записан с большей детальностью. Интервалы геологического разреза скважин, представленные переслаиванием глин, аргиллитов и алевролитов, четко дифференцированы на кривой гидравлического зонда; их удельное сопротивление превышает значения ρ_k на кривой зонда АБК-3 (интервалы 302—330; 332—348 м и др.).

На рис. 20 приведен аналогичный комплекс кривых, зарегистрированных в той же самой скважине, но в другом интервале глубин. Повторная запись кривых гидравлического цилиндрического зонда (при спуске и подъеме) свидетельствует о высокой точности измерений кажущихся сопротивлений и о его преимуществах над зондами АБК-3 и А0,51М0,08N (у последнего электроды расположены на кабеле).

На рис. 21 приведен пример применения гидравлического



цилиндрического зонда для исследования скважин, пробуренных на растворе с удельным сопротивлением 1,8 *омм*. Измерения проведены микроградиент-зондом А0,025М0,025N. Разрез скважины представлен карбонатными отложениями, плотными и трещинными известняками среднего карбона. Трещинные известняки четко выделяются по приращениям микрозондов 6 и по коркограмме 3 (заштрихованные области). Плотные породы характеризуются отсутствием положительных приращений и глинистой корки. В отличие от диаграмм стандартного зонда КС и кривой ПС кривые, снятые микроустановками 6, 7, 8, 9, четко расчленяют разрез.

Особый интерес представляет кривая микроградиент-зонда 9, записанная гидравлическим цилиндрическим зондом (С. А. Кузнецов, В. И. Кизякин, К. Б. Фоменков).

По кривым микроградиент-зондов, снятым прибором 5МЗ-20 и гидравлическим цилиндрическим зондом (соответственно кривые 8 и 9), разрез скважины расчленяется более детально: при этом значения кажущихся удельных сопротивлений, снятых микроградиент-зондом (гидравлического зонда), выше, чем на кривой стандартного микрозонда. Это характерно для всего интервала исследований и дает возможность повысить точность определения удельного сопротивления промытой зоны. Преимущества кривой гидравлического цилиндрического зонда объясняются лучшим контактом электродного плато зонда со стенками скважины и снижением влияния бурового раствора на результаты измерений. Особенно наглядно это видно из сопоставления кривых стандартного зонда КС (В2,5А0,5М) и кривой микроградиент-зонда. Несмотря на то, что длина зонда В2,5А0,5М больше длины зонда А0,025М0,025N в 70 раз, величины кажущихся сопротивлений на кривой микрозонда больше, чем на кривой КС в 2 раза. Качество записи кривых гидравлического цилиндрического зонда с автоматическим регулятором давления значительно превосходит качество записи кривых, снятых микрозондами и зондами больших размеров.

* * *

Исследования, проведенные гидравлическим цилиндрическим зондом с автоматическим регулятором давления, показали его высокую эффективность. Данный зонд позволяет уменьшить влияние удельного сопротивления бурового раствора на измеряемые кажущиеся сопротивления. Кривые ρ_k ,

Рис. 21. Сопоставление кривых геофизических исследований скважины, заполненной минерализованным буровым раствором ($\rho = 1,8$ *эмм*)

записанные гидравлическим цилиндрическим зондом, лучше дифференцированы, чем диаграммы, полученные зондом с фокусировкой тока (АБК-3). Это обстоятельство свидетельствует о том, что фокусировка тока в зонде АБК-3 не полностью устраняет влияние бурового раствора и диаметра скважины. Кривые, записанные микроустановками гидравлического зонда, более детально расчленяют разрез и позволяют более точно определять величины удельных сопротивлений.

Благодаря высокой проходимости гидравлического цилиндрического зонда по стволу скважины его можно применить для исследования скважин с большими глубинами и высокими давлениями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л. М. К теории электрического каротажа скважин. ОНТИ НКТП, 1938..
2. Башлыкин И. И. Микроэлектрические методы исследования скважин. «Недра», М., 1966.
3. Фок В. А. Теория каротажа. Гостехтеориздат, 1933.

О СВЯЗИ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ С ПОРИСТОСТЬЮ И ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ ГЛИНИСТЫХ ПЕСЧАНИКОВ НИЖНЕГО МЕЛА ПРИКУМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

(по данным анализов кернов и промысловой геофизики)

Эффективная пористость и проницаемость породы-коллектора являются основными емкостными и фильтрационными показателями, определяющими промышленную ценность и возможную нефтеотдачу пласта. Поскольку под эффективной пористостью гранулярного коллектора понимают разность между пористостью открытой (насыщения) и пористостью, приходящейся на содержание в породе связанной (пленочной и субкапиллярной) воды, то значение коэффициента водонасыщенности продуктивного пласта может быть выражено соотношением:

$$K_v = \frac{K_{п}^{св. вод}}{K_{п}^{откр}}. \quad (1)$$

Доля объема открытых пор, приходящихся на связанную и субкапиллярную воду, зависит от размера и характера упаковки зерен скелета породы, степени их цементации, минералогического состава зерен и цементирующего материала, химического состава пластовой воды и ряда других факторов. В свою очередь, все эти причины существенно влияют и на проницаемость коллектора. Поэтому логично предполагать,

что для продуктивных разновозрастных пород в пределах отдельного месторождения или группы месторождений при неизменности их химико-минералогических особенностей может существовать корреляционная связь между емкостными ($K_n^{откр}$, K_v) и фильтрационным ($K_{пр}$) показателями. В связи с тем, что в настоящее время при оценке вышеуказанных параметров нефтьсодержащих пластов широко используются как геологические данные (анализы кернов, гидродинамические расчеты и др.), так и материалы разнообразных геофизических исследований в скважинах, возможности определения и взаимного уточнения этих величин имеют особое значение для практики.

Ниже приводятся результаты проведенных геофизических определений коэффициентов водонасыщенности и пористости нижнемеловых пород Прикумского нефтегазоносного района, их сопоставления с данными, полученными при анализе кернов, а также возможные рекомендации по достоверности и использованию этих величин.

Нижнемеловые отложения Прикумского нефтегазоносного района представлены мощным комплексом песчано-алевролитно-глинистых пород, в отдельных случаях обогащенных карбонатным материалом. Продуктивные интервалы разреза сложены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами и отделяются друг от друга глинистыми породами. По результатам гранулометрического анализа образцов, отобранных из продуктивных пластов, последние содержат значительное количество (до 30% по весу) глинистого материала, входящего в состав цемента и, реже, скелета пород. Этим объясняется широкий диапазон изменения пористости (от 10 до 30%) и проницаемости (от 1 до нескольких сот миллидарси) коллекторов.

Пластовые воды имеют высокую минерализацию — до 140 г/л — и при температуре пласта 120—140°C характеризуются удельным сопротивлением 0,02 ом.

Отмеченные особенности нижнемеловых продуктивных пластов приводят к заметному снижению их удельного электрического сопротивления (пределах 1—5 ом), величина которого мало изменяется в зависимости от характера жидкости, заполняющей поровое пространство коллектора. Все это значительно затрудняет изучение нижнемеловых отложений геофизическими методами, что в первую очередь относится к выделению нефтенасыщенных интервалов в разрезах скважин и количественной оценке нефтенасыщенности.

Детальному изучению нижнемеловых продуктивных пластов во многом способствует обширная информация, полученная в результате лабораторных анализов более 1000 образ-

цов пород, отобранных при бурении скважин на месторождениях Прикумского нефтегазоносного района.

На рис. 22 показано сопоставление лабораторных определений пористости насыщения и водонасыщенности нижнемеловых коллекторов. Как видно, между этими величинами существует достаточно четкая корреляционная связь, выражающаяся в снижении водонасыщенности продуктивных пластов при увеличении их пористости. Статистическая обработка подтверждает значимость связи (коэффициент корреляции 0,83; корреляционное отношение 0,87) и ее нелинейный характер. Полученные данные хорошо согласуются с материалами других исследований [4, 5, 6].

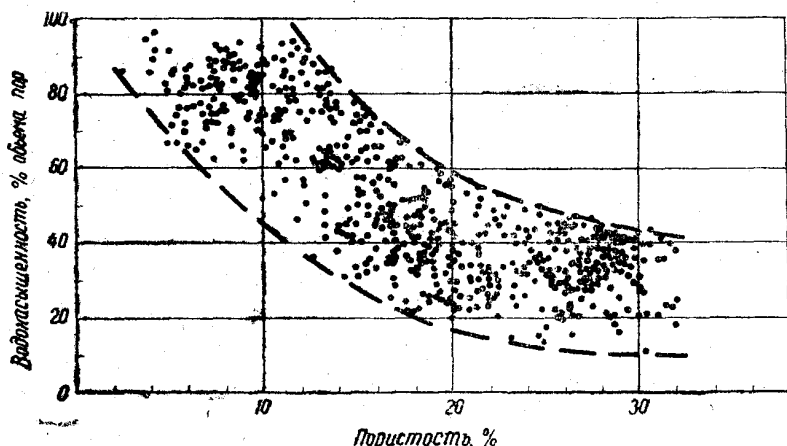


Рис. 22. Статистические связи водонасыщенности с пористостью нижнемеловых пород по результатам анализов кернов

Сопоставление лабораторных определений проницаемости и водонасыщенности (рис. 23) также свидетельствует о весьма тесной связи между ними: в интервале изменения проницаемости от 1 миллидарси (минимальное значение, соответствующее изучаемым коллекторам) до 2—3 дарси эта связь характеризуется коэффициентом корреляции 0,89 и корреляционным отношением 0,99, т. е. по тесноте приближается к функциональной зависимости.

Таким образом, сопоставления керновых величин пористости и проницаемости нижнемеловых пород со значениями водонасыщенности создают благоприятные возможности для оценки этих параметров по результатам геофизических исследований скважин.

Пористость коллекторов в изучаемом разрезе оценивается по данным электрического каротажа — величине амплитуды

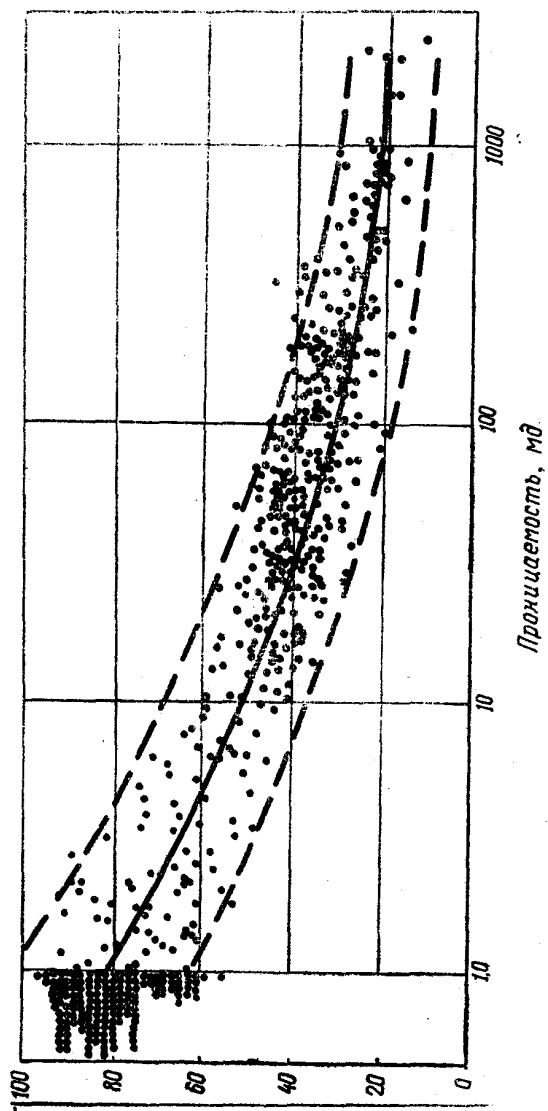


Рис. 28. Статистические связи водонасыщенности проницаемостью нижнемеловых пород по результатам анализов кернов

аномалии ПС [3] или относительному сопротивлению, причем более эффективным является последнее [1]. Из многочисленных способов определения относительного сопротивления наилучшие результаты дает способ, основанный на использовании связи электропроводности глинистого нефтегазоносного песчаника и амплитуд аномалии ПС ($U_{\text{пс}}$) против него с коэффициентами водонасыщенности в зоне проникновения $K_{\text{вз}}$ и неизменной части $K_{\text{в}}$ пласта:

$$\frac{1}{\rho_{\text{п}}} = A \cdot K_{\text{в}} + \frac{B \cdot K_{\text{в}}^2}{\rho_{\text{в}}}, \quad (2)$$

$$\frac{1}{\rho_{\text{зп}}} = A \cdot K_{\text{вз}} + \frac{B \cdot K_{\text{вз}}^2}{\rho_{\text{ф}}}, \quad (3)$$

$$U_{\text{пс}} = K_t \cdot \lg \frac{\frac{A}{B \cdot K_{\text{в}}} \cdot \rho_{\text{в}} + 1}{\frac{A}{B \cdot K_{\text{в}}} \cdot \rho_{\text{ф}} + 1}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — удельное сопротивление пласта, *ом.м*;
 $\rho_{\text{зп}}$ — удельное сопротивление зоны проникновения
 фильтра бурового раствора с сопротивлением
 $\rho_{\text{ф}}$, *ом.м*;
 $\rho_{\text{в}}$ — удельное сопротивление пластовой воды, *ом.м*;
 A — коэффициент, характеризующий часть общей
 электропроводности, приходящуюся на долю
 глинистого материала;
 B — величина, обратная предельному относительному
 сопротивлению $P_{\text{п}}$ пласта;
 K_t — коэффициент диффузионно - адсорбционной
 э. д. с., *мв*.

Совместное решение уравнений (2), (3) и (4) позволяет рассчитать величину предельного сопротивления пласта ($P_{\text{п}}$) и, пользуясь зависимостью $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$, определить его пористость.

К достоинствам данного способа, подробно изложенного в [2] и здесь не рассматриваемого, относится возможность определения и коэффициента водонасыщенности глинистых песчаников.

Сопоставление рассчитанных этим способом величин водонасыщенности со значениями водонасыщенности, полученными на образцах пород из продуктивных интервалов, показывает хорошую сходимость результатов, причем максимальные расхождения в определениях водонасыщенности не превышают 8—10 относительных процентов [7].

Определенный интерес представляет также сопоставление

значений пористости и водонасыщенности нижнемеловых коллекторов (рис. 24). Несмотря на значительный разброс точек (коэффициент корреляции 0,57, корреляционное отношение 0,67), на графике отчетливо наблюдается отмеченная при сопоставлении керновых величин тенденция снижения водонасыщенности пород при возрастании их пористости. Линия

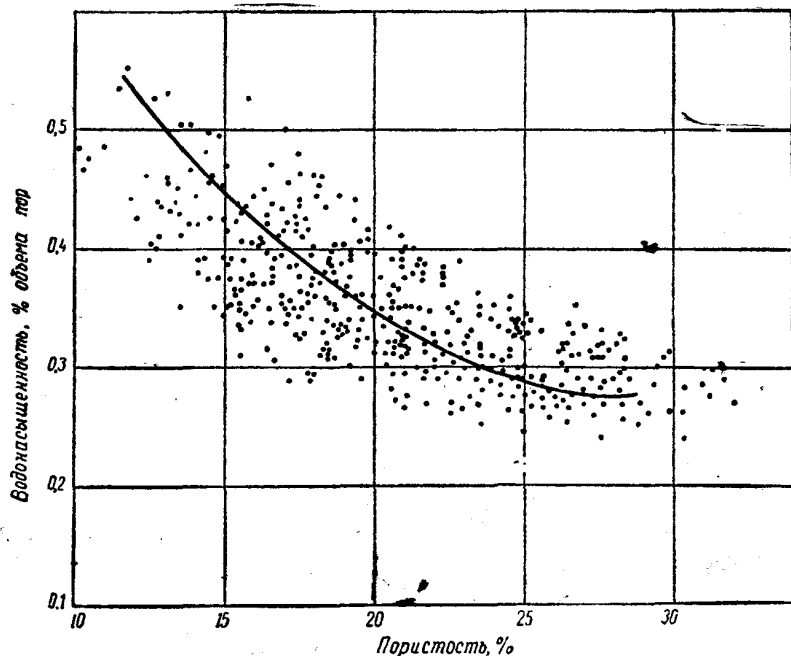


Рис. 24. Сопоставление коэффициентов водонасыщенности и пористости нижнемеловых пластов по результатам интерпретации геофизических диаграмм

регрессии на графике проведена по координатам: среднеинтервальное значение K_v и вероятное значение K_n , установленное в результате статистической обработки данного интервала изменения K_v .

Результаты, полученные по геофизическим исследованиям, в сопоставлении с керновыми данными позволяют уточнить характер зависимостей $Q=f(K_v)$ и $P_n=f(K_n)$ и дать аналитическое выражение связи водонасыщенности изучаемых коллекторов с их пористостью:

$$K_v = \left(\frac{0,352 \cdot p_v}{p_n \cdot K_n^{2,09}} \right)^{\frac{1}{2,32}} \quad (5)$$

Графическое решение уравнения (5) показано на рис. 25 и дает возможность оценивать характер связи K_v и K_p для интервалов с различным удельным сопротивлением.

Таким образом, путем интерпретации промыслово-геофизических материалов в изучаемом разрезе оказывается возможным с достаточной для практических целей точностью оп-

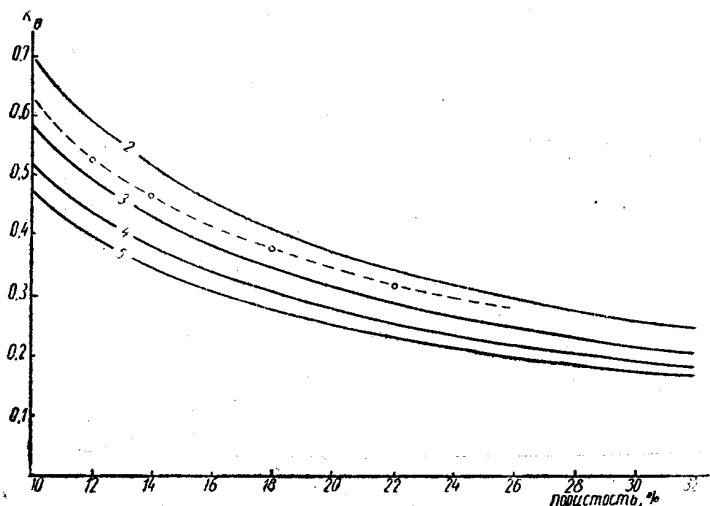


Рис. 25. Кривые зависимости водонасыщенности и пористости нижнемеловых коллекторов для пластов различного удельного сопротивления (пунктирная кривая снесена с рис. 24: шифр кривых ρ_p , ом/м)

ределить емкостные параметры продуктивных песчано-глинистых пластов, а учитывая статистическую связь водонасыщенности с проницаемостью, оценить и фильтрационные свойства нефтенасыщенных интервалов.

Результаты определений проницаемости указанным способом хорошо сопоставляются с величинами дебитов скважин различных площадей Прикумского нефтегазосного района. Это является подтверждением применимости рекомендуемого способа для качественной оценки проницаемости нефтенасыщенных пород, которая практически характеризует коэффициент их продуктивности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Б. Л., Дахкильгов Т. Д. Определение пористости среднеюрских отложений Прикумской области по сопротивлению зоны проникновения. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 6, 1966.
2. Гусаков Н. Д. Определения коэффициентов нефтегазонасыщения и пористости песчаников по результатам электрического каротажа скважин. «Прикладная геофизика», вып. 45. «Недра», 1965.

3. Итенберг С. С., Епифанов Ю. Г., Дахкильгов Т. Д., Шнурман Г. А. Оценка пористости нижнемеловых песчано-глинистых пород Прикумской равнины по данным ПС. Изв. вузов, «Нефть и газ», № 5, 1965.

4. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. Гостоптехиздат, 1961.

5. Ханнин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. Гостоптехиздат, 1963.

6. Ханнин А. А. Связанная (остаточная) вода и ее влияние на газопроницаемость и газоемкость горных пород. «Газ. пром-сть», № 1, 1958.

7. Шароварин В. Д., Дахкильгов Т. Д. Определение нефтенасыщенности нижнемеловых коллекторов Прикумского нефтегазосного района по результатам электрического каротажа. Изв. вузов, «Нефть и газ» (в печати).

ИССЛЕДОВАНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Внедрение промысловых геофизических и пьезометрических методов исследования поглощающих пластов в большинстве случаев положительно сказалось на сокращении затрат времени и средств при проведении работ по предотвращению явлений поглощения и изоляции их зон.

Исследования поглощающих пластов проводились на многих площадях (рис. 26) северной части Волгоградской области и включали следующий объем работ:

1) прослеживание повышения давления в процессе постоянного долива скважины и восстановления давления после прекращения долива;

2) наблюдения за изменением интенсивности поглощения во время одного долбления в процессе дальнейшего углубления скважин;

3) замеры установившегося давления при постоянных доливах скважин.

При проведении исследований в качестве промывочной жидкости применялась вода. Результаты замеров повышения давления и восстановления его после прекращения долива фиксировали в виде табличных данных, характеризующих положение уровня жидкости в стволе скважины и его изменение во времени до и после долива жидкости.

Высота уровня столба жидкости от стола ротора, м $h_0, \dots, h_n$

Время определения изменения уровня, производств
ва долива жидкости, мин $t_0 = 0, \dots, t_n$

Величина избыточного давления столба жидкости

в стволе скважины, м $H_0 = H_{\text{см}} - h_0, \dots, H_n = H_{\text{см}} - h_n$

где h — уровень в скважине, замеренный в данный момент, после долива жидкости;

t — время, прошедшее от начала долива до его прекращения;

$H_{\text{ст}}$ — статический уровень в скважине, замеренный до начала долива.

В результате проведенных исследований было выявлено следующее:

1) при катастрофических поглощениях промывочной жидкости наблюдаются случаи понижения давления ниже статического с последующим его восстановлением;

2) при частичных поглощениях промывочной жидкости интенсивность их является переменной и зависит от продолжительности долива жидкости в скважину;

3) минимальное отношение избыточного давления к расходу жидкости при доливке $\frac{H}{Q}$ во время установившихся нагнетаний для поглощающих пластов, которые прослеживаются в геологическом разрезе на Бахметьевской площади, равно 2—2,5 м вод. ст., где H — избыточное давление столба жидкости в скважине при интенсивности долива жидкости, м; Q — расход жидкости при доливке, м³/мин.

На результатах замеров повышения и восстановления давления столба жидкости в скважине следует остановиться более подробно.

Для обработки данных замеров по восстановлению давления в скважине после прекращения долива жидкости был избран метод определения величины снижения уровня (давления) столба жидкости (предложенный ТагНИИ), при котором считалось, что скорость падения уровня подчиняется зависимости, выраженной следующей формулой:

$$V = c \Delta P^n,$$

где V — средняя скорость падения динамического уровня в исследуемом интервале, м/мин;

c — коэффициент водопроницаемости поглощающего пласта;

n — показатель степени фильтрации;

ΔP — среднее избыточное давление на поглощающий пласт в исследуемом интервале, кг/см².

Применительно к условиям северных районов Волгоградской области (см. рис. 26), где интервалы понижения уровня находятся в пределах 20—80 м, этот метод оказался неудобным, потому что каждый раз приходилось бы вычислять средние скорости в соответствующих интервалах. Невыясненным оставался также вопрос о том, насколько искажаются коэффициенты c и n , если средние скорости в интервале находятся как частное $\frac{\Delta H}{\Delta t}$. С целью устранения этих неудобств

для обработки фактических данных было использовано тождество:

$$V = \frac{dH}{dt} = RH^n, \quad (1)$$

где R и n — тождественны с и n ;

H — пропорционально избыточному давлению P .

При начальных условиях $t=t_0=0$ и $H=H_0$ формула (1) будет иметь следующий вид:

$$\frac{1}{1-n} [H_0^{(1-n)} - H^{(1-n)}] = Rt. \quad (2)$$

При применении формулы (2) для обработки фактических данных по восстановлению давления в скважине после прекращения долива жидкости было установлено, что коэффициенты R и n являются переменными. В отдельных случаях показатель степени фильтрации n был близок к единице.

При тех же начальных условиях и при $n=1$ формула (1) принимает следующий вид:

$$\ln H = \ln H_0 - Rt, \text{ или } H = H_0 e^{-Rt}. \quad (3)$$

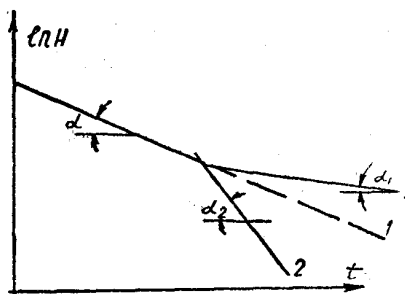


Рис. 27. Графическое изображение уравнения прямой линии:

1 — кривая, характеризующая закономерность в изменении коэффициента пропорциональности при $R_1=R_2=R$; 2 — то же при $R_2>R_1$; 3 — то же при $R>R_1$

Так как в формуле (3) $\ln H_0$ и R постоянные величины, то в координатах $\ln H-t$ эта формула представляет собой уравнение прямой линии (рис. 27).

При обработке фактических данных по восстановлению уровня для случая, когда $n<1$ в тех же координатах, была выявлена следующая закономерность изменения коэффициентов пропорциональности:

$R_1=\text{const}$ означает, что фильтрация жидкости происходит по закону Дарси;

$R_1<R_2$ показывает, что фильтрация жидкости происходит по закону Форхгеймера;

$R_2<R_1$ свидетельствует о том, что фильтрация жидкости происходит с засорением фильтра (пласта),

где $R_1=\text{tg} \alpha_1$ и $R_2=\text{tg} \alpha_2$.

Указанные случаи изменения коэффициента пропорциональности R были получены из фактических данных, когда падение давления не происходило ниже статического. Других

случаев изменения коэффициента пропорциональности R для всех площадей северной части Волгоградской области не было выявлено. В дальнейшем при интерпретации данных, полученных в результате проведенных исследований по восстановлению уровня и фактических данных проведения изоляционных работ, были установлены два закономерных факта:

а) при $R = \text{const}$ и $R_1 > R_2$ интенсивность поглощения не превышает $30\text{--}40 \text{ м}^3/\text{час}$, а первичная изоляция пласта происходит без значительных затрат средств и времени. При $R_1 < R_2$ интенсивность поглощения превышает $40\text{--}50 \text{ м}^3/\text{час}$; затраты времени и средств на первичную изоляцию при этом становятся значительными;

б) величина коэффициентов пропорциональности R зависит от продолжительности и интенсивности долива скважины перед замером восстановления уровня. Для сравнения ниже приводятся фактические значения коэффициентов R_1 , полученные при замерах восстановления давления в поглощающих скважинах (табл. 7).

Приведенные данные наглядно подтверждают зависимость коэффициента пропорциональности R от продолжительности и характера долива жидкости в скважину. Для случая $n=1$ можно получить уравнение, описывающее повышение давления в поглощающей скважине при доливке в нее жидкости на основании следующих соображений. Если q_1 — интенсивность долива скважины, $RHF_k - q_2$ (текущая интенсивность поглощения промысловой жидкости при избыточном давлении H), а F_k — площадь сечения скважины, то должно осуществиться следующее условие: $(q_1 - RHF_k)dt = F_k dH$. Разделяя пере-

менные и интегрируя, получим $\int_0^t dt = \int_0^H \frac{dH}{\frac{q_1}{F_k} - RH}$, откуда положе-

ние уровня столба жидкости и величина давления в поглощающей скважине при доливке жидкости могут быть определены по формуле

$$H = \frac{q_1}{F_k} \cdot \frac{1}{R} (1 - e^{-Rt}), \quad (4)$$

где e — основание натуральных логарифмов.

При кратковременных доливах наблюдается хорошее совпадение коэффициентов R , найденных по формулам (3) и (4).

Исследования фильтрации капельных жидкостей через высокопроницаемые каналы. Для выявления причин изменения коэффициентов s , R и показателя степени n была проведена серия лабораторных опытов по фильтрации капельных жидкостей через высокопроницаемые фильтры. В качестве набивки для фильтров применялся чистый крупно- и мелкозернистый песок, а также частицы известняка размером

Данные, характеризующие величину коэффициентов пропорциональности, полученные при замерах в скважинах степени изменения уровней, восстановления давления в поглощающих пластах в зависимости от интенсивности поглощения и продолжительности времени долива жидкости

Номер скважины	Площадь	Глубина залегания поглощающего пласта, м	Диаметр скважины, мм	Статический уровень жидкости $H_{ст}$, м	Коэффициент пропорциональности R в 1 мин			Характер долива жидкости и время производства его в скважине
					$R = \text{const}$	R_1	R_2	
16	Кленовская	748	214	43	—	0,435	0,55	После кратковременного долива
549	Бахметьевская	757	190	48	—	0,12	0,039	То же
470	Бахметьевская	883	190	54	—	0,7	0,35	»
5	Лемешкинская	892	214	79	—	0,65	1,0	» После проведения изоляционных работ, долив кратковременный
				79	—	0,086	0,07	
10	Лемешкинская	846	214	78	—	0,22	0,328	Первый замер после кратковременного долива
				78	—	0,179	0,245	Второй замер подряд, долив кратковременный
9	Лемешкинская	867	214	68	—	0,334	0,43	Кратковременный долив

27	Федоровская	930	245	73	0,065	—	—	Кратковременный долив
		930—990	245	75	—	0,045	0,0615	То же
32	Кленовская	780	214	43	—	0,228	0,405	После кратковременного долива
					0,01	—	—	После проведения изоляционных работ, долив кратковременный
21	Лемешкинская	793	214	73		0,358	0,47	Первый замер, долив кратковременный
						0,236	0,612	Второй замер подряд, долив кратковременный
12	Ново-Кубанская	925	245	72	0,04	—	—	Долив кратковременный
63	Кленовская	780	214	22	—	0,79	0,072	После откачки 150 м ³ воды в течение 1,5 часа, первый замер
						1,2	0,79	Кратковременный долив через 6 часов после первого
						0,95	0,24	Кратковременный долив через 9 часов после первого

0,9—1 мм. Проводились замеры расхода жидкости Q при постоянном избыточном давлении и восстановлении давления во времени. В результате произведенных опытов замер расхода жидкости при восстановлении давления через фильтры с различными набивками позволил выявить следующие закономерности.

1. Постоянная величина коэффициента пропорциональности $R = \text{const}$ имеет место при прохождении жидкости (чистой воды) через проницаемые каналы, состоящие из мелкозернистых фильтров.

2. Неодинаковые величины коэффициентов пропорциональности $R_1 > R_2$ прослеживаются при прохождении жидкости (воды с механическими примесями) через проницаемые каналы, состоящие из мелкозернистых фильтров.

3. Различие величин коэффициентов пропорциональности $R_1 < R_2$ наблюдается при прохождении жидкости (воды, растворов разной консистенции) через проницаемые каналы, состоящие из разнородных фильтров (частиц известняка различного размера и крупнозернистого песчаника).

Установлено, что в первом случае, когда $R = \text{const}$ и, следовательно, $V = RH$, фильтрация происходит по закону Дарси. Во втором случае, когда $R_1 > R_2$, процесс фильтрации характеризуется уравнением, значение величин которого обусловливается явлениями, происходящими при прохождении капельных жидкостей через высокопроницаемые каналы вследствие того, что механические примеси в жидкости распределены равномерно, а изменение коэффициентов пропорциональности R_1 и R_2 пропорционально количеству жидкости, прошедшей через фильтр. Таким образом, из опытных данных, полученных во втором случае, следует, что уменьшение коэффициентов пропорциональности R_2 и R_1 примерно пропорционально количеству прошедшей через фильтр жидкости и может быть выражено формулой

$$R = R_H - r(H_0 - H)F_\kappa, \quad (5)$$

где R и R_H — начальный и текущий коэффициенты пропорциональности;

H_0 и H — начальный и текущий уровень жидкости в пьезометрической трубке;

F_κ — площадь сечения пьезометра, причем $F_\kappa = \text{const}$;
 r — коэффициент зашламовывания фильтра (его размерность $\frac{1}{\text{см}^2 \cdot \text{сек}}$).

Из опытов следует, что абсолютное значение r зависит как от состава и свойств самого фильтра, так и от свойств и количества примесей в жидкости. Определение величины коэф-

коэффициента зашламовывания r можно произвести на установке, моделирующей условия скважины, и найти по формуле

$$-\frac{dH}{dt}RH = H[R_H - rF_\kappa(H_0 - H)] \quad (6)$$

или

$$-\frac{dH}{dt} = H(R_H - rF_\kappa H_0) + (rF_\kappa)H^2.$$

При начальных условиях $t_0=0$; $H=H_0$ формула примет вид:

$$\ln H_0 \left[\frac{R_H - rF_\kappa(H_0 - H)}{R_H} \right] - \ln H = Rt.$$

При $r=0$ уравнение (6) переходит в уравнение (3). Для случая, когда $R_1 > R_2$, опытными данными установлено, что фильтрация жидкости через крупнозернистые фильтры лучше всего описывается двухчленной формулой

$$H = aV + bV^2,$$

т. е., тогда когда процесс фильтрации происходит по закону Форхгеймера.

Применение выражения $H = cV^n$ для обработки результатов опыта подтвердило предыдущие выводы в условиях реальных поглощающих пластов, что коэффициенты c и n являются переменными величинами. С применением формулы (7) было получено выражение, связывающее в функциональную зависимость время t и уровень H при восстановлении давления. Решая уравнение (7) относительно V , получим

$$V = \frac{a}{2b}(\sqrt{1+\beta H} - 1), \text{ где } \beta = 4\frac{b}{a^2}.$$

Если F_κ и F_ϕ — площади сечения пьезометра и фильтра, то

$$Q = F_\phi V = \frac{dH}{dt} F_\kappa,$$

откуда

$$\frac{dH}{dt} = \frac{F_\phi}{F_\kappa} \frac{a}{2b} (\sqrt{1+\beta H} - 1).$$

Разделяя переменные, получим

$$\frac{dH}{\frac{F_\phi}{F_\kappa} \frac{a}{2b} (\sqrt{1+\beta H} - 1)} = dt. \quad (8)$$

При начальных условиях $t_0=0$; $H=H_0$ формула (8) будет иметь вид

$$t = a \frac{F_\kappa}{F_\phi} \left[\ln \frac{\sqrt{1+\beta H_0} - 1}{\sqrt{1+\beta H} - 1} + \sqrt{1+\beta H_0} - \sqrt{1+\beta H} \right]. \quad (9)$$

В подтверждение правильности формулы (9) ниже приводятся результаты одного из опытов по фильтрации жидкости через крупнозернистые фильтры. Условия опыта: длина набивки фильтра — 19 см; F_ϕ — площадь сечения пьезометра — 1,9 см². Набивка фильтра — частицы известняка размером 0,8—0,6 мм; жидкость — предварительно профильтрованная вода. Результаты опыта приведены в табл. 8.

Таблица 8

Данные об интенсивности фильтрации предварительно профильтрованной жидкости (воды) через проницаемые каналы, состоящие из крупнозернистых наполнителей (набивок)

Высота уровня водяного столба в пьезометре H , см.	145	130	110	90	70	50	30	20	10
Количество жидкости, проходящей через фильтр при соответствующей высоте водяного столба Q , см ³ /сек	2,9	2,66	2,32	1,96	1,58	1,16	0,712	0,468	0,237
Время фильтрации жидкости t замеренное, сек	0	10,5	26,0	44,0	67,0	93,0	135	169	223
Время фильтрации жидкости t расчетное, сек	0	10,2	25,6	44,0	66,0	89,6	134	167	220

Постоянные величины коэффициентов a и b были найдены из графика в координатах $\frac{H}{V}$; V , для построения которого были использованы данные стационарного режима фильтрации. При проведении опыта были приняты $a=72$ сек, $b=15,1 \frac{\text{сек}^2}{\text{см}}$. Расчет текущего времени t производился по формуле (9), которая была преобразована следующим образом. Подставив в (9) вместо $\sqrt{1+\beta H}-1$ значения $\frac{2b}{a} \frac{F_\kappa}{F_\phi} V$ при соответствующих величинах b и a определили время для первого и второго случая:

$$t = a \frac{F_\kappa}{F_\phi} \ln \frac{V_0}{V} + 2b \left(\frac{F_\kappa}{F_\phi} \right)^2 (V_0 - V).$$

При

$$b \rightarrow 0 \quad t = a \frac{F_\kappa}{F_\phi} \ln \frac{V_0}{V}; \quad \text{при } a \rightarrow 0 \quad t = 2b \left(\frac{F_\kappa}{F_\phi} \right)^2 (V_0 - V).$$

В результате произведенных опытов и расчетов установили, что для случая $R_1 < R_2$ график функции $H=f(t)$ в координатах $\ln H$, t имеет вид плавной кривой. Однако как в условиях реальных поглощающих пластов, так и при замерах изменения уровня в пьезометре на лабораторных установках из-за

неизбежных ошибок при замерах и искажения, вызванного масштабным фактором, в большинстве случаев график имеет вид двух пересекающихся прямых. В результате проведения лабораторных исследований было найдено аналогичное изменение коэффициентов пропорциональности R .

Для проведения аналогии между результатами пьезометрических исследований в скважинах и исследований, выполненных на лабораторных установках, достаточного теоретического обоснования пока не имеется, так как упругие свойства пласта и жидкости не учитывались. Наличие смешанного режима фильтрации в поглощающих пластах и уменьшение поглотительной способности проницаемых каналов вследствие их зашламовывания в процессе бурения и циркуляции промывочной жидкости является, несомненно, реальным фактом.

Некоторые зависимости нестандартных режимов фильтрации в однородном неупругом пласте. Применяя формулу Форхгеймера с учетом градиентов давления, выявим закономерности, связанные с определением режима фильтрации жидкости, которые зависят от характера направленности и интенсивности ее потока и непрерывности струи.

$$q_{\text{grad}} H = \begin{cases} -\frac{H_2 - H_1}{L} = aV + bV^2 & \text{в случае наличия одномерного-параллельного потока жидкости;} \\ -\frac{dH}{dR} = aV + bV^2 & \text{в случае наличия плоско-радиального потока жидкости.} \end{cases}$$

Решение уравнения по формуле Форхгеймера с учетом выявленных закономерностей позволило определить режимы фильтрации в зависимости от состава и свойств проницаемых каналов пласта, их конфигурации, характера потока и гидромониторного действия его струи.

В первом случае установлено наличие одномерно-параллельного потока, при котором наблюдается высокопроницаемая прямолинейная полоса; расход жидкости Q может быть определен по следующей формуле:

$$Q = VF_{\phi} = \frac{aF_{\phi}}{2b} (V\sqrt{1 + \beta q_{\text{grad}} H} - 1), \quad (11)$$

где L — длина полосы;
 F_{ϕ} — площадь сечения полосы;
 $\beta = 4 \frac{b}{a^2}$.

Во втором случае эта задача может быть решена с применением закона неразрывного потока по формуле $V = \frac{Q}{2\pi r h}$, где h — мощность пласта; V — скорость фильтрации жидко-

сти в сечении r . Подставляя в исходное уравнение (11) величину скорости потока жидкости V , найдем ее значение по формуле, имеющей вид

$$-\frac{dH}{dr} = \frac{aQ}{2\pi rh} + \frac{b}{(2\pi rh)^2} Q^2.$$

Разделяя переменные и интегрируя, получим:

$$\int_{H_c}^H dH = -\frac{Qa}{2\pi h} \int_r^R \frac{dr}{r} - \frac{Q^2 b}{4\pi^2 h^2} \int_r^R \frac{dr}{r^2}.$$

В результате решения уравнение примет вид:

$$\Delta H = H - H_c = Q^2 \frac{b}{4\pi^2 h^2} \frac{R-r}{Rr} + Q \frac{a \ln \frac{R}{r}}{2\pi h}, \quad (12)$$

где ΔH — избыточное давление в сечении r при расходе Q ;
 R — радиус пласта.

При $r=r_c$ получим значение избыточного давления в скважине при ее доливе с интенсивностью Q .

Решая уравнение (12) относительно Q , получим величину расхода жидкости по формуле

$$Q = \frac{a}{b} \frac{\pi h R r_c \ln \frac{R}{r_c}}{R - r_c} \left(\sqrt{1 + H \frac{b}{a^2} \frac{4(R-r_c)}{R r_c \left(\ln \frac{R}{r_c} \right)^2}} - 1 \right). \quad (13)$$

Рассмотрим характер восстановления давления на поглощающий пласт столба жидкости после прекращения долива жидкости в скважину при нестационарном режиме фильтрации. Из условия неразрывности потока $F_K V = Q$, где V — скорость понижения уровня жидкости в скважине.

Пользуясь формулой (13) с соблюдением условия неразрывности, будем иметь

$$\frac{dH}{dt} = V = \frac{a}{b} \frac{\pi h R r_c \ln \frac{R}{r_c}}{F_K (R - r_c)} \left[\sqrt{1 + H \frac{b}{a^2} \frac{4(R-r_c)}{R r_c \left(\ln \frac{R}{r_c} \right)^2}} - 1 \right].$$

Вводя обозначения величин

$$A = \frac{a}{b} \frac{\pi h R r_c \ln \frac{R}{r_c}}{(R - r_c) F_K}; \quad B = \frac{b}{a^2} \frac{4(R - r_c)}{R r_c \left(\ln \frac{R}{r_c} \right)^2}$$

и разделяя переменные в последнем уравнении, получим

$$\frac{dH}{A(\sqrt{1+BH}-1)} = dt. \quad (14)$$

Решение уравнения (14) при начальных условиях $t=0$ и $H=H_0$ аналогично решению задачи с использованием формулы (8). В результате решения будем иметь:

$$t = \frac{2}{AB} \left[\ln \frac{\sqrt{1+H_0}-1}{\sqrt{1+BH}-1} + \sqrt{HBH_0} - \sqrt{1+BH} \right] \quad (15)$$

Если в уравнении (15) $\theta \rightarrow 0$, получим

$$t = \frac{a \ln \frac{R}{r_c} F_k}{2\pi h} \ln \frac{H_0}{H}.$$

Последнее выражение при сравнении с уравнением (3) примет вид:

$$R = \frac{2\pi h}{a \ln \frac{R}{r_c} F_k}. \quad (16)$$

Таков физический смысл коэффициента пропорциональности R с учетом размеров пласта и скважины, если фильтрация жидкости происходит по закону Дарси. Аналогичным образом для полосы, ширина которой равна диаметру скважины, получим

$$R = \frac{F_\phi}{F_k} \frac{1}{a} = \frac{2r_{ch}}{F_k a}. \quad (17)$$

Применяя те же исходные данные, как в случае формулы (4), из уравнения (13) можно определить зависимость между текущим временем и уровнем столба жидкости в скважине при доливе ее с постоянным расходом. В частности, при $Q=\text{const}$ такая зависимость определится по формуле

$$H = \frac{aQ}{2\pi h} \ln \frac{R}{r_c} \left[1 - e^{-t \left(\frac{2\pi h}{a \ln \frac{R}{r_c} F_k} \right)} \right]. \quad (18)$$

Таковы некоторые зависимости нестационарных режимов фильтрации в однородном высокопроницаемом неупругом пласте. В общем виде стационарный режим фильтрации в высокопроницаемом пласте можно представить графически (рис. 28). Существование критических расходов в области гидроразрыва прослеживалось при ликвидации нефте- и газопрооявлений с одновременно вскрытым поглощающим пластом. Для выявления границ перехода в область гидроразрыва и соответственно значений критических расходов требуется проведение дополнительных исследований.

Повышение давления в однородном упругом пласте при постоянном доливе жидкости с учетом емкости ствола скважины. Для выявления границ применимости формулы (15),

которая выведена без учета упругих свойств жидкости и пласта, необходимо решить уравнение Фурье, учитывая наличие смешанного режима фильтрации. Однако следует учесть, что решение подобного уравнения сталкивается со значительными трудностями.

Для случая $\text{grad } H = -aV$ была найдена зависимость вида $H=f(t)$.

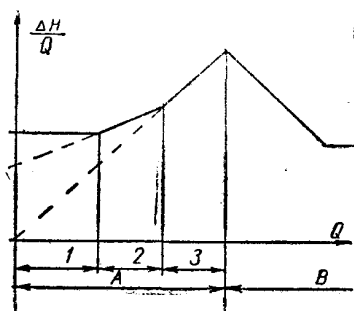


Рис. 28. Графическое изображение стационарного режима фильтрации в высокопроницаемом пласте:

A — проницаемость пласта постоянная; B — изменение проницаемости — гидроразрыв; 1 — линейный режим фильтрации; 2 — смешанный режим фильтрации; 3 — квадратичный режим фильтрации

описывающая повышение давления в пласте при постоянном доливе жидкости с учетом размеров скважины. Из основной формулы теории упругого режима имеем

$$Q = H \frac{4\pi h}{a(\ln 4 \frac{xt}{R^2} - 0,577)} = HR(t),$$

где R — радиус рассматриваемого сечения пласта;
 x — коэффициент пьезопроводности пласта.

В отличие от предыдущих случаев коэффициент пропорциональности $R(t)$ является переменным. Вводя обозначение

$A = \frac{4\pi h}{a}$; $B = \frac{4x}{R^2}$; $c = 0,577$, получим

$$H = \frac{A}{\ln Bt - c} = R(t)H = Q. \quad (19)$$

Величина давления при доливе скважины с площадью поперечного сечения F_k и постоянном расходе Q в каждый момент его производства может быть определена по формуле

$$[Q - R(t)H]dt = F_k dH. \quad (20)$$

Формулу (20) можно представить в более удобном виде:

$$A' \frac{dH}{dt} = 1 - D \frac{H}{\ln Bt - c},$$

где

$$A' = \frac{F_k}{Q} \text{ и } D = \frac{A}{Q}.$$

Уравнение (20) решаем в виде степенного ряда:

$$H = a_1 t - a_2 \frac{t^2}{(\ln Bt - c)} + a_3 \frac{t^3}{(\ln Bt - c)^2} - a_4 \frac{t^4}{(\ln Bt - c)^3} + \dots \quad (21)$$

При условии $t=0$ и $\Delta H=H=0$ свободный член уравнения a_0 тоже равен 0. Дифференцируя степенной ряд формулы (21), который сходится при любых значениях t , получим ее в следующем виде:

$$\frac{dH}{dt} = a_1 - a_2 \frac{t}{\ln Bt} \left[2 - \frac{1}{\ln Bt} \right] + a_3 \frac{t^2}{(\ln Bt)^2} \left[3 - \frac{2}{\ln Bt} \right].$$

Для сокращения записи постоянная величина коэффициента водопроводимости C опущена. При подставлении значения $\frac{dH}{dt}$ и H в исходную формулу (20) последняя примет вид:

$$a_1 - a_2 \frac{t}{\ln Bt} \left[2 - \frac{1}{\ln Bt} \right] + a_n \left(\frac{t}{\ln Bt} \right)^{n-1} \left[n - \frac{n-1}{\ln Bt} \right] + \frac{D}{A_1} \left[a_1 \frac{t}{\ln Bt} + a_2 \frac{t^2}{(\ln Bt)^2} + \dots + a_n \frac{t^n}{(\ln Bt)^n} (-1)^{n-1} \right] = \frac{1}{A'}.$$

Так как для реальных поглощающих пластов коэффициент $Bt = \frac{4\pi t}{R^2}$ при $t=100 \div 1000$ сек имеет порядок $10^5 \div 10^4$, то членами $\frac{n-1}{\ln Bt}$ пренебрегаем.

Сравнивая при таком допущении постоянные $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ при одинаковых степенях t , будем иметь

$$a_1 = \frac{1}{A_1}; a_2 = \frac{1}{2!} \frac{D}{A'^2}; a_3 = \frac{1}{3!} \frac{D^2}{A'^3}; a_n = \frac{1}{n!} \frac{D^{n-1}}{A'^n}$$

Такова закономерность изменения коэффициентов искомого ряда. Подставляя найденные значения коэффициентов в искомый ряд (21), будем иметь

$$H = \frac{1}{A'} t - \frac{1}{2!} \frac{D}{A'^2} \frac{t^2}{(\ln Bt - c)} + \frac{1}{3!} \frac{D^2}{A'^3} \frac{t^3}{(\ln Bt - c)^2} - \dots \quad (22)$$

Произведя соответствующие преобразования в уравнении (22), получаем:

$$1 - H \frac{D}{A'(\ln Bt - c)} = 1 - z/1 + z^2/2! - z^3/3! + z^4/4! - \dots$$

Правая часть в последнем уравнении является разложением показательной функции e^{-z} , где

$$z = \frac{Dt}{A'(\ln Bt - c)} = \frac{4\pi h}{a \left(\ln \frac{4\pi t}{R^2} - 0,577 \right) F_k} t.$$

Подставив вместо D и A' их значения и решая относительно H , окончательно получим:

$$H = \frac{aQ}{4\pi h} \left(\ln \frac{4\pi t}{R^2 c} - c \right) (1 - e^{-z}). \quad (23)$$

Очевидно, при больших значениях t и при $F_k=0$ уравнение (23) переходит в основную формулу упругого режима. Формула (23) при $R=R_c$ приближенно описывает повышение давления в скважине с площадью поперечного сечения F_k при постоянном расходе Q в процессе долива жидкости. Результаты расчета по формуле (23) имеют удовлетворительное совпадение с данными, полученными на гидроинтеграторе конструкции Лукьянова. По всей вероятности, подобное решение можно получить и для прямолинейной полосы.

В результате произведенного комплекса исследований, анализа и обобщения фактического материала, а также интерпретации их результатов установлено наличие линейного распространения высокопроницаемых пластов на Бахметьевской площади с выявлением границ их распространения.

Пьезометрическими исследованиями в скважинах поглощающих пластов и лабораторными исследованиями по фильтрации жидкости через высокопроницаемые среды выявлено существование ламинарного и смешанного режимов фильтрации в высокопроницаемых пластах.

Выявлены также явления фильтрации в высокопроницаемой среде с переменными коэффициентами проницаемости вследствие засорения среды (зашламовывания проницаемых каналов) механическими примесями, содержащимися в жидкости.

Разработан и обоснован метод обработки результатов исследований при изменении давления в высокопроницаемом пласте с целью определения существующего режима фильтрации.

Выявлена общая закономерность стационарного режима фильтрации в высокопроницаемых пластах без выявления границ перехода в область гидроразрыва и критических расходов в этой области.

Получены равенства для ламинарного режима фильтрации, объясняющие физический смысл явлений подъема уровня при доливе (в соответствующих координатах, в системе которых наблюдается их линейная зависимость).

Опытами доказано, что интенсивность поглощения при частичных поглощениях зависит от режима фильтрации, открытой мощности пласта и абсолютной отметки и поэтому не может служить критерием для выбора методов и средств при проведении изоляционных работ.

Режим фильтрации зависит прежде всего от особенностей геологического строения высокопроницаемого пласта, и знание этого фактора обеспечивает более дифференцированный, а следовательно, наиболее рациональный выбор методов и

средств изоляции зоны поглощения в каждом отдельном случае.

Весьма показательным примером в выборе методов и средств для изоляционных работ в зависимости от результатов пьезометрических исследований может служить явление падения уровня ниже статического с последующим его восстановлением. Лабораторными исследованиями установлено, что подобные явления могут иметь место только в соизмеримых по диаметру U-образных трубках. В этих условиях положение уровня хорошо описывается уравнением

$$-\frac{dH}{dt} = RH + M \frac{d^2H}{dt^2}.$$

Это уравнение отличается от эквивалента закона Дарси при нестационарном режиме фильтрации только членом

$$M \frac{d^2H}{dt^2},$$

учитывающим инерционные силы. Произведенные расчеты показали, что общее решение данного уравнения имеет вид:

$$H = e^{-\alpha t} (c_1 \cos \beta t + c_2 \sin \beta t)$$

при $1 - 4RM > 0$.

Исследованиями установлено, что, хотя данное решение полностью не отражает действительного движения жидкости в системе скважина — пласт, проведение подобной аналогии привело к правильному выводу о необходимости применения крупных наполнителей совместно с высокотипсotropными цементными растворами при проведении в подобных случаях изоляционных работ.

В результате проведенных экспериментов этот метод в дальнейшем был видоизменен и при $R_1 < R_2$ часто первоначальная изоляция высокопроницаемых пластов с режимом фильтрации $R = \text{const}$ и $R_1 > R_2$ не вызывает затруднений. Однако имеют место случаи, когда равенство коэффициентов пропорциональности не обеспечивает равнозначности результатов изоляции. Выявление причин подобной неравнозначности привело к необходимости проведения анализа по пространственному распространению поглощающих интервалов на Бахметьевской площади.

Благодаря систематизации и изучению фактического материала более чем по 300 скважинам этой площади было выявлено, что интервалы поглощений в однотипных ярусах имеют характер высокопроницаемых полос, линейно распространенных по площади. Аналогичные результаты были ранее получены В. С. Лаврентьевой при изучении обводненности сква-

жин и распространения зон поглощений в намырском ярусе Бахметьевской площади.

Знание закономерности линейного распространения зон высокой проницаемости в пределах одной площади имеет также прикладное значение. Более критический подход к выбору места строительства скважины создает возможность закладывать скважины на участке, в породах которого не прослеживается высокая проницаемость, либо ее наличие будет заранее учтено при выборе соответствующего типа конструкции скважины.

Знание критических расходов в области гидроразрыва позволит принять своевременно меры по предупреждению повторных вскрытий поглощений в пласт путем размыва рыхлых перекристаллизованных известняков через специальный переводник с насадками или принять соответствующую технологию изоляционных работ и бурения при проводке скважины. Как показывает опыт, случаи повторных вскрытий поглощающих зон являются одним из самых тяжелых видов осложнений. Следует учесть, что до настоящего времени в практике буровых и геологоразведочных предприятий при проведении изоляционных работ в большинстве случаев все еще не учитывается степень перекристаллизации карбонатных коллекторов, являющаяся первопричиной подобных поглощений.

Учет характера распространения поглощающих интервалов при интерпретации результатов пьезометрических исследований обеспечит более точное определение коэффициентов пропорциональности R . Знание критических расходов жидкости позволит своевременно принять необходимые меры по предотвращению повторных поглощений в процессе дальнейшего углубления скважины или перед проведением изоляционных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бутин А. И., Винарский М. С. Оценка поглощающей способности пластов по замерам повышения давления. «Волгоградская промышленность», № 3, 1962.
2. Бутин А. И., Алтухов Я. С., Кукин А. Н., Целищев В. Ф., Чурсин В. С. Комплексное исследование поглощающих горизонтов в бурящихся скважинах. «Бурение», № 4, 1963.
3. Бутин А. И. Некоторые вопросы интерпретации результатов пьезометрических исследований поглощающих пластов. В сб. «Бурение глубоких скважин в Нижнем Поволжье». Нижне-Волжское книжное изд-во, 1967.
4. Винарский М. С. Методы исследования и изоляции поглощающих пластов. Гостоптехиздат, 1963.
5. Пыхачев Г. Б. Подземная гидравлика. Гостоптехиздат, 1961.
6. Титков Н. И., Винарский М. С. Исследование поглощаю-

ших горизонтов в процессе бурения нефтяных скважин. «Нефт. хоз-во», № 7, 1958.

7. Титков Н. И., Гайворонский А. А. Изоляция поглощающих горизонтов при бурении скважин. Гостоптехиздат, 1960.

8. Чарный А. И. Подземная гидромеханика. Гостехиздат, 1948.

9. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОНОСНЫХ И ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ

При определенных условиях любой пласт-коллектор в зависимости от насыщающего флюида может быть водо-нефтегазосодержащим или поглощающим. Так, например, карбонатные пласты с хорошими коллекторскими свойствами могут поглощать при наличии значительного перепада давления, что определяет возможность отнести к числу поглощающих зон и интервалы водопроявления.

Водоносность и явления поглощений промывочной жидкости в разрезе месторождений Урало-Поволжья характерны для отложений значительного количества стратиграфических горизонтов (рис. 29).

В казанском ярусе отмечаются водоносные горизонты, которые часто дренируются на дневной поверхности. Зоны поглощений, приуроченные к казанским отложениям, проявляют себя с разной интенсивностью от частичного поглощения промывочной жидкости до сплошного ухода с потерей циркуляции.

В уфимской свите водоносный горизонт прослеживается в нижней части, приближаясь к контакту кунгурских отложений. По многим скважинам, особенно когда уфимская свита представлена полной мощностью, водоносный горизонт приурочивается к средней части разреза. В нижней части разреза во время бурения изредка наблюдается слабое поглощение. Более мощные водоносные горизонты приурочены к артинскому и намюрскому ярусам. Водовмещающие породы этой части разреза представлены высокопористыми, кавернозными и трещиноватыми известняками. Средняя пористость по керну колеблется в пределах 4—12%. Скважины, вскрывающие намюрские отложения, быстро обводняются. Пластовое давление при этом снижается незначительно. Характерным является и то, что уровень в скважинах, эксплуатирующих намюрские отложения, на некоторых площадях восстанавливается в течение нескольких часов (примерно за 8—10 часов), что указывает на большую проницаемость пород этих отложений. На-

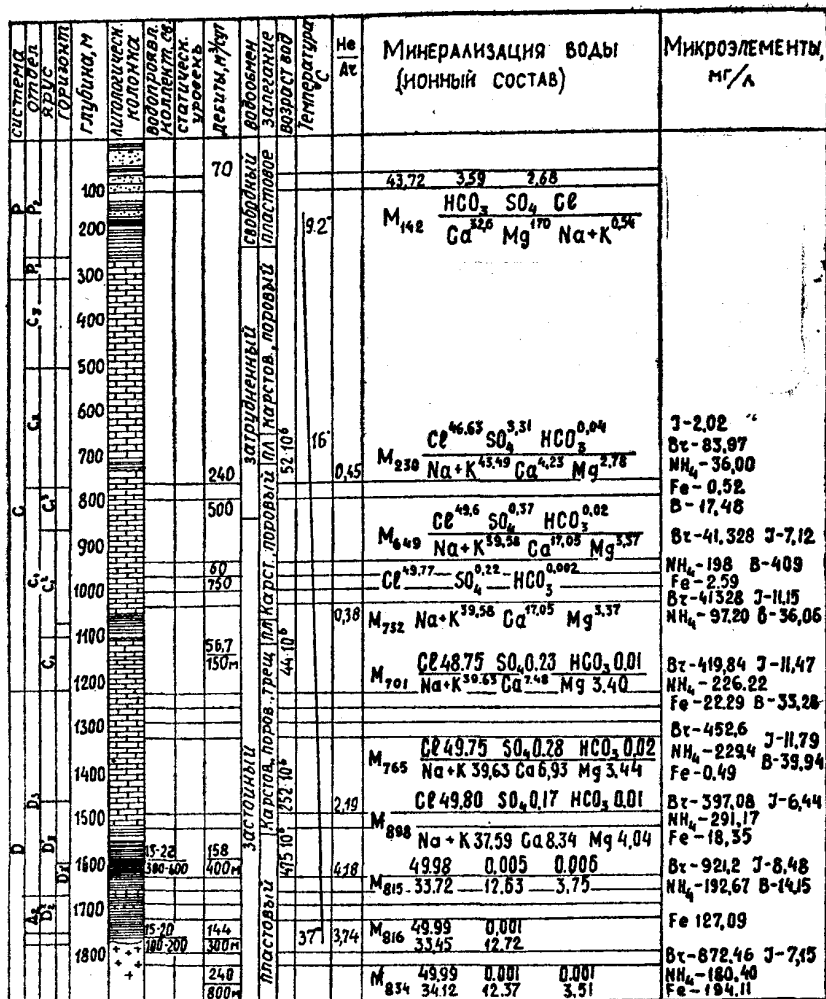


Рис. 29. Сводный гидрогеологический разрез Ромашкинского нефтяного месторождения:

M_{815} — общая минерализация, $\frac{мг \cdot экв}{100 г}$; 49,80 — состав, % экв.

мюрские известняки в сравнении с другими отложениями нижнего карбона и верхнего девона обладают высокой водообильностью, статические уровни при этом отбиваются на абсолютной отметке около плюс 130 м.

В артинском ярусе в большинстве случаев поглощающей является верхняя часть отложений, представленных преимущественно разрушенными трещиноватыми и кавернозными

известняками. Увеличение зоны поглощения в этих отложениях прослеживается на участках с низкими отметками рельефа.

В намюрском ярусе явления поглощений промысловой жидкости прослеживаются по всей его мощности с интенсивностью от незначительной до полного ухода.

В серпуховском и окском надгоризонтах, а также в угленосной свите водоносные горизонты более интенсивны. Дебит скважин на некоторых площадях достигает 100 м^3 и более в сутки, что связано с наличием в этих отложениях песчаных коллекторов или трещиноватых высокопористых и кавернозных известняков и доломитов.

Угленосная свита представлена аргиллитами и мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, неравномерно глинистыми, с прослоями аргиллитов. Песчаники угленосной свиты часто насыщены нефтью, являются продуктивными; на ряде площадей они составляют водоносный горизонт. Их минералогический состав характеризуется высоким содержанием кварца. Цемент глинистый. Аргиллит коалинитовый и гидрослюдистый со стяжениями пирита. Пористость колеблется в широких пределах — от 15 до 22,7%, а газопроницаемость — от 100 до 775 миллидарси. Особенностью этих песчаников является то, что на разных площадях их коллекторские свойства различны. По данным исследований величина пьезометрических напоров в угленосной толще карбона составляет 2370—2380 м (в переводе на пресный столб воды для отметки минус 2000 м в плоскости сравнения), а статический уровень от плюс 45 до плюс 14 м. В окско-серпуховских отложениях пьезометрический напор значительно выше, чем в угленосной, а статический уровень отбивается на абсолютной отметке плюс 60—65 м.

В серпуховском надгоризонте поглощающие зоны отмечаются в верхней и средней частях. При прохождении серпуховских и намюрских отложений в скважинах, имеющих гипсометрическую отметку менее 140 м, обычно наблюдаются водопрооявления.

Наиболее мощные водоносные горизонты приурочены к нижнефаменскому подъярсу и аскинским слоям. Для них характерны пористо-кавернозные коллекторы, определяющие частые провалы бурового инструмента при бурении скважин. Водопрооявления при прохождении аскинских слоев происходят также при подъеме бурового инструмента в 26 м выше стола ротора с наличием движения воды по желобам. Воды нижнефаменского подъяруса напорные, однако статический уровень их значительно ниже вод поглощающих горизонтов нижнего карбона. В аскинских отложениях воды высокона-

порные, и статический уровень их в скважинах значительно выше вод всех вышележащих поглощающих горизонтов.

Гидрогеология карбонатных отложений верхнего девона изучена еще недостаточно. О наличии водоносных горизонтов этой части разреза обычно судят по поглощениям промывочной жидкости и данным электрометрических исследований. Первые гидрогеологические исследования свидетельствуют о значительно меньшей водообильности карбонатных коллекторов. Статические уровни водоносных горизонтов в разрезе этих отложений на 50—60 м выше, чем в терригенных отложениях, и устанавливаются на абсолютной отметке плюс 30—35 м. О разобщенности водоносных горизонтов карбонатной и терригенной частей разреза девона судят по данным, указывающим на изменение пьезометрических напоров и минерального состава воды. При этом водоупорами считаются аргиллиты кыновских слоев, сланцевые пропластки, встречающиеся в шугуро-саргаевских отложениях, а также зоны плотных доломитов и известняков. Различный дебит скважин на разных участках площади объясняется неравномерным распределением пористости по пласту.

В терригенных отложениях девона водопроявления отмечаются в средне- и верхнедевонских отложениях, представленных в основном песчаниками, алевролитами и глинисто-аргиллитовыми прослоями. В этих отложениях имеется четыре водоносных песчано-алевролитовых горизонта — Д_{II}, Д_{III}, Д_{IV}, Д_V. Мощность песчаников и алевролитов различна. Местами она достигает 25 м и более. Коллекторские свойства их на разных участках также различны. Они обладают высокой пористостью (20—21%) и проницаемостью (от 500—700 до 1000—2000 миллидарси). Водоносные горизонты разделены между собой глинистыми перемычками. Последние представлены аргиллитами, которые местами выклиниваются. В интервалах выклинивания аргиллитов песчаники разных горизонтов сливаются, создавая единую водонасыщенную толщу. В некоторых скважинах среднедевонские песчаники и алевролиты прослеживаются как нефтеносные. Водоносные горизонты, представленные относительно высокопористыми и проницаемыми песчаниками, имеют большие дебиты, а в глинисто-песчанистых толщах — весьма значительные.

Водоносный горизонт Д_I сложен чередующимися между собой глинистыми и песчано-алевролитовыми породами. Песчаные пачки обозначены индексами (сверху вниз): «а», «б», «в», «г», «д». В некоторых местах эти пачки, объединяясь, образуют более мощные песчаные пласты. На ряде месторождений эти пласты (особенно первые три) являются промышленно-нефтеносными. На отдельных площадях пласты Д_I и Д₀ прослеживаются только как водоносные. Горизонт Д_I харак-

теризуется средней пористостью 20—22% и проницаемостью 500—600 миллиарди.

Горизонты D_I и D_{II} гидродинамически связаны между собой. В процессе отбора нефти из пласта D_{II} и закачки воды в пласт D_I наблюдается падение или повышение пластового давления. На некоторых скважинах при снижении уровня на 200—300 м ниже статического дебит скважин возрастает. Одинаковый характер пьезометрических напоров подземных вод водоносных горизонтов средне- и верхнедевонских песчаников на определенных площадях указывает на наличие гидродинамической связи между пластами D_I и D_{II} ; в иных случаях это характерно для всей терригенной толщи, заключенной между кристаллическим фундаментом и кыновскими аргиллитами.

Воды водоносных горизонтов турнейского и визейского ярусов нижнего карбона, средне- и верхнедевонских отложений, а также бавлинской свиты являются хлоркальциевыми с плотностью 1,18—1,19; намюрского яруса и вышележащих отложений — хлорнатриевыми и гидрокарбонатнатриевыми с плотностью 1,1—1,005; пермских отложений — гидрокарбонатно-щелочноземельными с плотностью 1,001—1,005. С увеличением глубин повышается и общая минерализация этих вод. Аналогичное положение прослеживается с составом растворенных газов.

Наличие водообмена поверхностных вод с глубинными указывает на движение их по пласту, что приводит к перетокam пластовых вод из одного в другой горизонт. В составе терригенных отложений девона имеется несколько песчаных пачек: D_V , D_{IV} , D_{III} , D_{II} , D_I и D_0 , к которым приурочены водоносные горизонты. В силу особенностей геологического строения эти водоносные горизонты частично разделены водупорными отложениями. Водообильность водоносных горизонтов, приуроченных к продуктивным горизонтам, значительна. Так, например, в течение двух лет на промыслах Ромашкинского месторождения было добыто вместе с нефтью соответственно 505 179 и 671 845 м³ воды. Пластовая и техническая вода имеет высокую минерализацию (ее состав приведен в табл. 9 и на рис. 29). Большая часть этой воды

Таблица 9

Осредненный химический состав пластовых вод по Ромашкинскому и Ново-Елховскому месторождениям

Удельный вес, Г/см ³	мг—экв/100					
	Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca"	Mg"	Na+Mg"
1,172—1,195	350—435	900,65	900,2	70—155	20—45	210—310

сбрасывается в так называемые поглощающие пласты девона и карбона в пределах промыслов.

Закачка промысловых и сточных вод в хорошо проницаемые девонские пласты-коллекторы, вскрываемые эксплуатационными и нагнетательными скважинами и не перекрытые цементом, может привести к возможным перетокам жидкости из одного пласта в другой, что вызовет загрязнение верхних водоносных горизонтов и нарушения залежей нефти в вышележащих горизонтах (рис. 30).

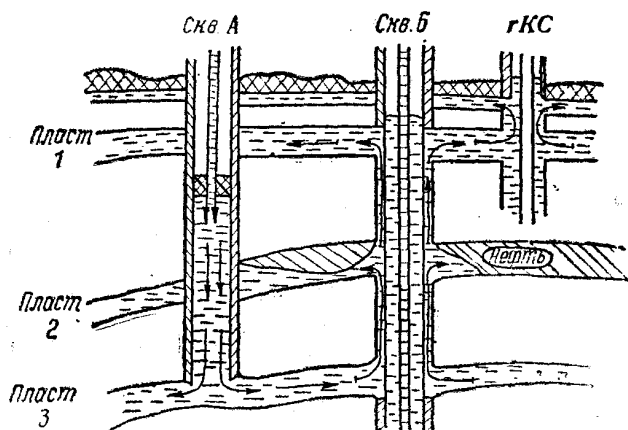


Рис. 30. Схема возможных перетоков жидкости из одного пласта в другой по затрубному пространству скважин: в скв. А — при движении потока жидкости в обсаженной скважине; в скв. Б — при движении потока жидкости по затрубному пространству в незацементированной его части; в скв. ГКС — при движении потока жидкости в открытом необсаженном стволе скважины или частичном креплении ее.

Поглощения классифицируются как частичные (до $50 \text{ м}^3/\text{час}$), сильные ($50\text{—}100 \text{ м}^3/\text{час}$) и полные поглощения.

Поглощающая способность большинства пористо-кавернозных пластов разнообразна — от частично до постепенно уменьшающейся, при которой циркуляция промывочной жидкости полностью не разрывается, но уменьшается. Поглощения с потерей циркуляции при прохождении пористо-кавернозных пластов, помимо зон контактирования горизонтов, прослеживаемых в верхней части разреза, отмечаются главным образом в его средней части; в соответствии с этим выделены нижнефаменная, верхнефаменная, окско-серпуховская и наму́ро-башкирская поглощающие зоны (см. рис. 29) как наиболее характерные и более интенсивные.

Распространение пластов с сильно пористыми и пористо-кавернозными породами ограничено как по мощности, так и

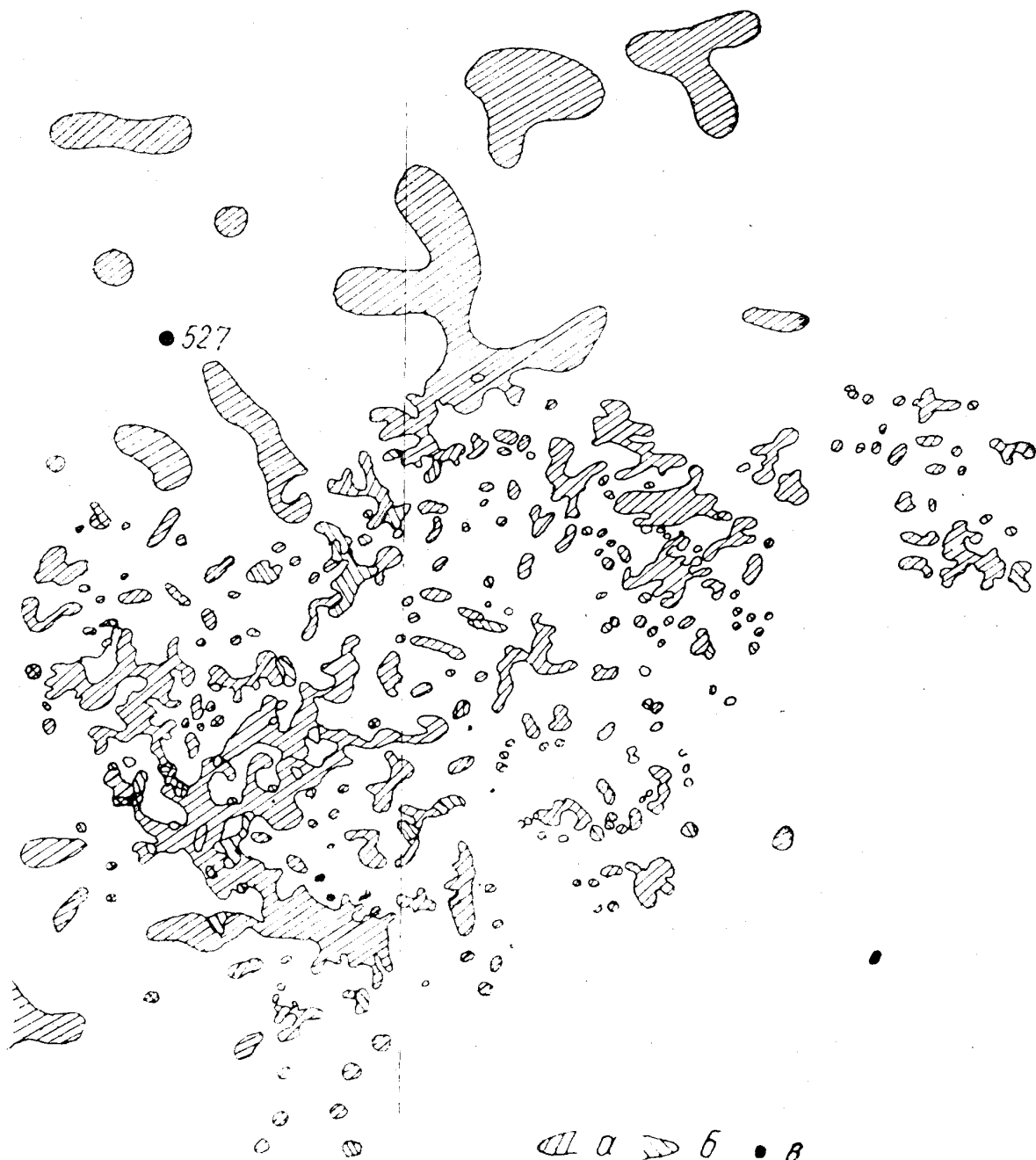


Рис. 32. Схема распространения зон поглощений в отложениях фаменского яруса и заволжских слоев Ромашкинского нефтяного месторождения (1961 г.):
 а — поля поглощений в пластах нижнефаменского подъяруса; б — поля поглощений в пластах франково-лебедянского горизонта; в — скважины

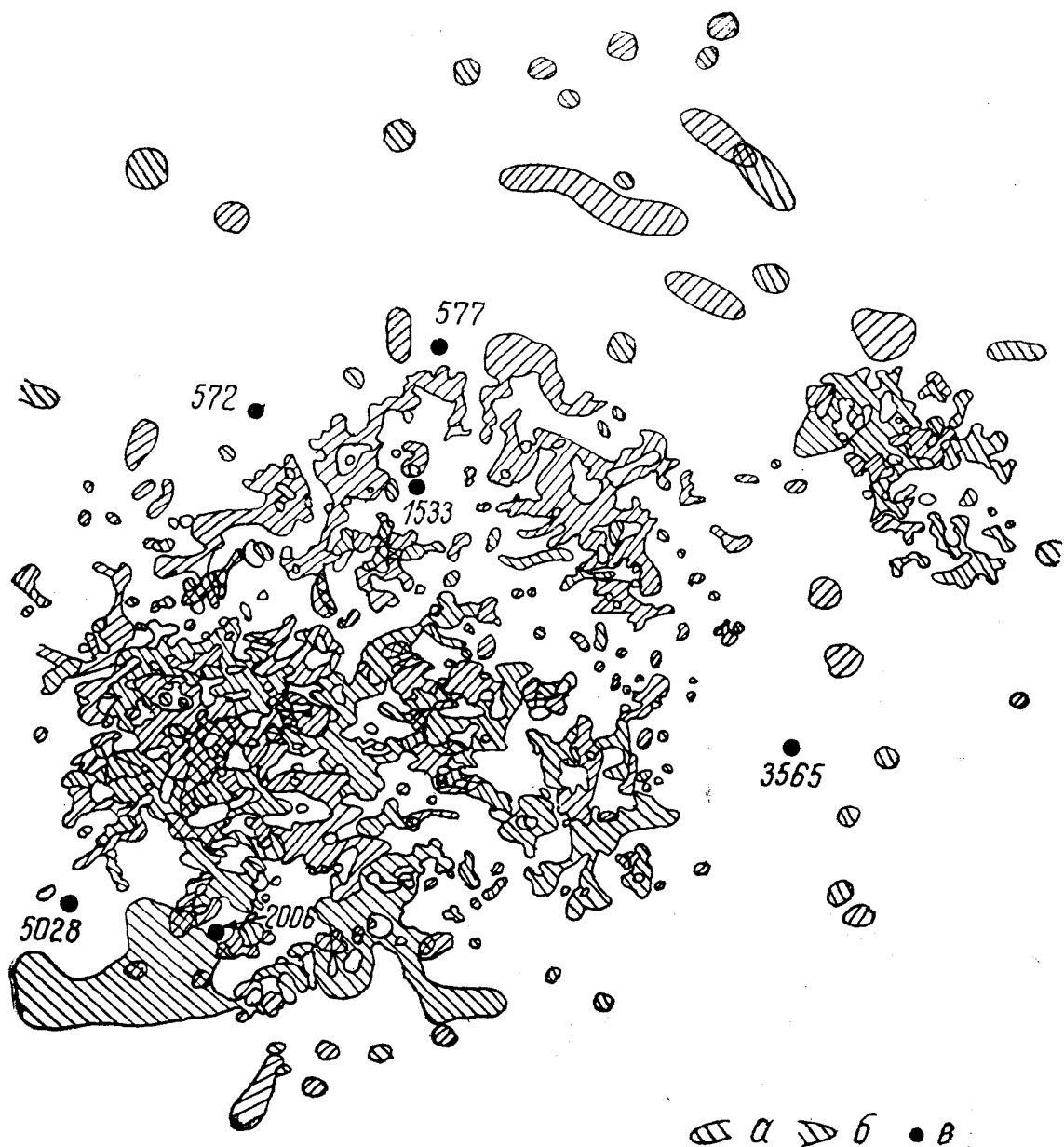


Рис. 31. Схема распространения зон поглощения в каменноугольных отложениях Ромашкинского нефтяного месторождения (1961 г.):
 а — поля поглощений в пластах окского и серпуховского под горизонтов; б — поля поглощений в пластах намюрского и башкирского ярусов; в — скважины

по площади (рис. 31, 32). Площадь кавернозности имеет зигзагообразный контур, в пределах которого прослеживаются безкавернозные участки. Мощность кавернозных пластов в разных скважинах различна, колеблется от нескольких сантиметров до нескольких метров. Каверны среднего размера, именуемые воронкообразными, встречаются диаметром 7—10 м и объемом 2—50 м³. Их размеры обычно определяют каверномером, по количеству поглощенной промывочной жидкости или закачанной при ликвидации уходов.

Наличие кавернозных зон обнаруживают по частичной или полной потере циркуляции промывочной жидкости, иногда по работе бурового инструмента. При встрече с каверной происходит провал бурового инструмента в виде мгновенного прыжка, что сопровождается снятием нагрузки с долота и фиксацией на индикаторе полного веса бурового инструмента до момента встречи дна или боковой поверхности каверны.

О характере распределения поглощающих и водопровяляющих горизонтов по разрезу (см. рис. 29), их распространении по площади месторождений (см. рис. 31, 32), наличии зон поглощений и их интенсивности (табл. 10) судят по исследованиям, проведенным в разное время в большом количестве скважин во время их проводки и эксплуатации с применением различных типов конструкций.

Приведенные данные указывают на то, что при проходке глубоких скважин на Ромашкинском и Ново-Акташском нефтяных месторождениях отмечен 3761 случай поглощения промывочной жидкости, прослеживаемый в разных горизонтах (см. табл. 10). Наибольшее число поглощений приурочено к окско-серпуховским (22%), нижефаменским (24%) и наму-ро-башкирским (26%) поглощающим зонам. Наибольшее распространение поглощений по площади наблюдается на участках Миннибаевской, Абдрахмановской и Азнакаевской площадей с тенденцией уменьшения во все стороны от них. Примерно такое же положение существует и на площадях других нефтяных районов Урало-Поволжья (в частности, Туймазинского месторождения).

В буровой практике изоляцию зон поглощений, как правило, производят в тех интервалах, где отмечается поглощение промывочной жидкости с большой интенсивностью, обычно при потере циркуляции. Вследствие этого продуктивные горизонты, прослеживаемые в карбонатной толще, остаются не перекрытыми цементом (табл. 11) даже после спуска обсадной колонны, так как цементный раствор в затрубном пространстве поднимается в большинстве случаев на небольшую высоту. На некоторых площадях не перекрываются цементом нефтеносные пласты угленосной свиты и турнейского яруса. Это было установлено по многим скважинам на яреде

Распределение поглощений по стратиграфическим горизонтам и площадям

Таблица 10

Площади	Общее число скважин	Число поглощающих скважин	Процент поглощающих скважин	Общее число поглощений	Поглощение по горизонтам									
					нижнеф-менский подъярус	%	верхнеф-менский подъярус	%	серпуховский, окский под-горизонты	%	башкирский ярус	%	остальные горизонты	%
Миннибаевская	438	407	92,9	680	128	18,8	42	6,2	174	25,6	186	27,3	150	22,0
Абдрахмановская	470	408	86,8	550	87	16,0	22	4,0	135	24,0	126	23,0	180	33,0
Южно-Ромашкин-ская	370	291	78,5	460	111	24,1	16	3,4	139	30,2	110	24,0	84	18,2
Зай-Каратаевская	169	125	78,1	258	69	26,7	20	7,7	65	25,3	54	21,0	50	19,5
Восточно - Сулеев-ская	500	282	56,4	479	141	29,4	36	7,5	27	5,6	155	32,2	143	25,2
Альметьевская	218	143	65,6	207	62	30,0	26	12,5	24	12,0	81	39,1	34	16,4
Павловская	190	95	50,0	148	24	16,2	11	7,4	27	18,2	37	25,0	50	31,6
Зеленогорская	240	112	46,6	174	55	31,0	11	6,3	60	34,5	41	23,6	21	4,5
Северо - Альметьев-ская	90	43	50,0	54	22	40,0	—	—	—	—	29	58,3	5	1,7
Алькеевская	180	126	70,0	213	100	47,8	—	—	—	—	74	34,7	50	18,3
Азнакаевская	340	290	85,3	400	63	16,0	11	3,0	148	37,0	67	16,7	111	27,7
Ново-Елховская	341	101	29,6	138	35	25,0	13	10,0	17	12,0	18	13,0	55	40,0
Итого по Ромаш-кинскому и Ново-Елховскому место-рождениям	3537	2417	68,3	3761	897	24,0	210	6,0	816	22,0	976	26,0	933	22,0

Таблица 11

Перекрытие цементом различных горизонтов на центральных площадях Ромашкинского месторождения

Площади	Общее число скважин	Перекрыты цементом					Отсутствуют данные	Число скважин с не перекрытыми цементными нефтеносными пластами IV, B ₁ и B _{II} д.
		нижнефатменский полъярус	верхнефатменский полъярус	серпуховский, окский подгоризонты	башкирский-наюрский ярус			
Миннибаевская	438	296	273	59	49	130	49	
Зай-Каратаевская	160	36	32	9	7	194	10	
Ромашкинская	370	110	107	19	17	110	38	
Абдрахмановская	470	228	215	45	36	115	39	
Алькеевская	218	86	77	18	14	126	9	
Зеленогорская	240	47	40	13	7	65	5	
Павловская	190	78	75	13	10	65	7	
Восточно-Сулеевская	500	203	172	36	20	63	24	
Итого	2386	1084	991	212	162	863	181	

площадей: Миннибаевской (49 скважин), Зай-Каратаевской (10 скважин), Абдрахмановской (39 скважин), что создает условия для возможных перетоков вод в поглощающие пласты и приводит к неизбежному обводнению неперекрываемых продуктивных горизонтов.

Закономерности, определяющие характер поглощений и водопроявлений, приводящих к перетокам воды из одного горизонта в другой, обуславливают необходимость обязательного перекрытия их цементом во всех скважинах, особенно в тех, в которых эксплуатация осуществляется с открытой, необсаженной частью ствола; исследования по ним показали, что изолированные в процессе проводки скважины водоносные горизонты не проявляют себя даже при искусственно созданном перепаде давления.

СОДЕРЖАНИЕ

Перспективы нефтегазоносности каменноугольных отложений С.-верной Башкирии	4
К вопросу о перспективах газоносности палеогеновых отложений Устюрта	11
Фазовые соотношения углеводородов в недрах и оценка запасов нефти и газа	16
О формировании Ачакского газоконденсатного месторождения	23
Определение плотности промежуточного слоя по наблюдениям с гравиметрами на дневной поверхности	28
Состояние и перспективы развития отечественной магниторазведки	59
Результаты исследования скважин гидравлическим цилиндрическим зондом	69
О связи водонасыщенности с пористостью и проницаемостью глинистых песчаников нижнего мела Прикумского нефтегазоносного района (по данным анализов кернов и промысловой геофизики)	78
Исследование поглощающих пластов пьезометрическими методами и интерпретация их результатов	85
Гидрогеологическая характеристика водоносных и поглощающих горизонтов и закономерности их пространственного распространения	103

Ведущие редакторы **В. Н. Левина** и **Е. М. Войтковская**

Технический редактор **Г. В. Смирнова**

Корректор **Н. В. Дубровская**

ВНИИОЭНГ № 3005. Сдано в набор 23/VIII 1968 г. Подписано в печать 19/XII 1968 г. Т-18809. Формат 60×90¹/₁₆. Печ. л. 7,0. (+3 вкл.). Уч.-изд. л. 7,02. Заказ № 7409. Тираж 1300 экз. Цена 59 коп.

ВНИИОЭНГ, Москва, М-162, Хавская, 11

Дзержинская типография Горьковского управления по печати
Дзержинск, проспект Циолковского, 15