

В.М. ДОБРЫНИН, В.А. СЕРЕБРЯКОВ

МЕТОДЫ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
АНОМАЛЬНО
ВЫСОКИХ
ПЛАСТОВЫХ
ДАВЛЕНИЙ



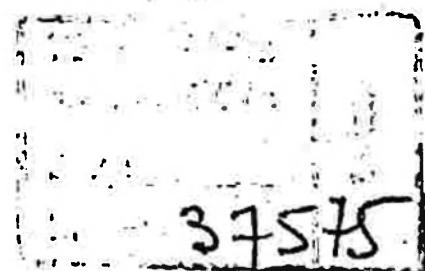
20052:

624,3

В. М. ДОБРЫНИН, В. А. СЕРЕБРЯКОВ

557

МЕТОДЫ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
АНОМАЛЬНО
ВЫСОКИХ
ПЛАСТОВЫХ
ДАВЛЕНИЙ



МОСКВА «НЕДРА» 1978

УДК [550.83 : 662.241] : 624.131.43

Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М., «Недра», 1978. 232 с.

Описаны различные методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в гидравлически изолированных коллекторах по результатам наблюдений за изменением физических свойств глинистых пород, вмещающих эти коллекторы. Разработана теоретическая основа и показана практическая возможность регионального прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в глубинных зонах осадочных бассейнов по геолого-геофизическим наблюдениям.

Дано петрофизическое обоснование выделения зон аномально высоких давлений флюидов в глинистых толщах по данным различных геофизических методов. Показана возможность прогнозирования аномально высоких поровых давлений в процессе бурения по наблюдениям за параметрами бурения, глинистым раствором и шламом. Приведены примеры и результаты прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в различных нефтегазопосыщенных областях и районах Советского Союза.

Книга предназначена для широкого круга инженерно-технических работников: нефтепромысловых геологов, геофизиков, специалистов, занятых бурением глубоких скважин и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 14, ил. 77, список лит. — 143 назв.

Д 20804—268
043(01)—78 127—78

© Издательство «Недра», 1978

ВВЕДЕНИЕ

История развития нефтегазодобывающей промышленности свидетельствует о том, что увеличение добычи нефти и газа во многих странах мира происходило как за счет открытия новых нефтегазоносных территорий, так и в результате освоения более глубокозалегающих горизонтов в старых районах. Некоторые страны, например США, уже давно вступили на путь освоения больших глубин. Так, за последние 30—40 лет здесь пробурено свыше 6000 скважин глубиной более 4500 м. На глубинах свыше 4500 м был открыт ряд главным образом газовых и конденсатно-газовых, а также нефтяных месторождений [58].

В Советском Союзе необходимость поисков и освоения новых глубинных нефтегазовых залежей в старых районах возникла сравнительно недавно. Однако уже открыты промышленные скопления нефти и газа в Азербайджане: газонефтяное месторождение Зыря (4864—4895 м), газоконденсатные месторождения Карадаг (4380—4385 м), Бахар (4700—4950 м) и Сангачалы-море (более 4500 м). Получены промышленные притоки нефти в Волгоградском Поволжье: Антиповская площадь (4750—4764 м), Усть-Погожская площадь (5177—5250 м). В Днепровско-Донецкой впадине на больших глубинах выявлено 22 различных месторождений углеводородов, в Чечено-Ингушской АССР открыты нефтяные месторождения Правобережное (5349 м) и Минеральное (4907—5059 м); нефтяные и газовые месторождения на больших глубинах выявлены в Краснодарском крае [58].

Таким образом, отечественный и зарубежный опыты показывают, что на больших глубинах могут существовать условия для промышленных скоплений нефти и газа. Имеются перспективы поисков таких залежей по данным геофизических исследований во многих нефтегазоносных бассейнах. Основные из них, конечно, связаны с осадочным чехлом, поскольку общая мощность толщи неметаморфизованных пород достигает 10—15 км.

| Однако поиски и освоение глубинных залежей углеводородов во многих случаях сопряжены с техническими

трудностями при бурении глубоких скважин, обусловленными аномально высокими пластовыми давлениями и высокими температурами, существующими на больших глубинах.

Практика подавления высокой энергии вскрываемого пласта переутяжеленными растворами часто приводит к поглощению промывочной жидкости и, как следствие этого, к неожиданным выбросам, тяжелым авариям. Получается порочный круг: вскрытие пластов, имеющих аномально высокие давления, на глинистом растворе без утяжелителей приводит к выбросам и возможным авариям, а бурение этих же пластов на утяжеленных «с гарантией» растворах может вызвать те же последствия. Выход из такого положения заключается в создании комплексной системы мероприятий по управлению сверхвысокими пластовыми давлениями при глубоком бурении и усовершенствовании на этой основе технологии бурения, как это предложено К. А. Анискиевым [6, 7]. Не останавливаясь на деталях этой системы управления пластовыми давлениями, заметим, что ее основой служат различные методы прогнозирования аномальных пластовых давлений до бурения, на стадии проектирования скважин, а также корректирование прогнозных значений в процессе бурения.

Правильный прогноз глубины залегания и величины пластового давления позволит проводить бурение при минимальном утяжелении раствора и условии гибкого балансирования давлениями в системе скважина—пласт. В этом случае сокращается число аварий, связанных с гидоразрывами пластов, обвалами, прихватами труб и выбросами. Технология бурения глубоких скважин при равновесии давлений столба глинистого раствора и пластовой жидкости позволяет резко улучшить такие важнейшие показатели, как механическая скорость, число метров бурения на долото, и снизить объем спуско-подъемных операций. Кроме того, в случае уменьшения плотности глинистого раствора снижается его глиницирующее воздействие на пласт. Последнее обстоятельство может иметь решающее значение для результатов опробования глубокозалегающих коллекторов.

В литературе [115] освещены данные применения технологии гибкого балансирования давлениями, показывающие увеличение скорости бурения скважин (на 65% в сутки) и существенное снижение себестоимости буровых

работ. По оценке, приведенной в работе [133], только за 1967 г. общая экономия в США за счет внедрения технологии глубокого бурения скважин «на равновесии» между пластовым давлением и давлением столба глинистого раствора составила 500 млн. долларов.

Таким образом, многое весьма важных технологических и экономических результатов при бурении глубоких скважин может быть получено в случае правильных прогнозирования глубины залегания залежей с аномально высоким давлением и оценки величины их пластового давления.

В настоящей книге рассматриваются существующие методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений, разрабатываются новые способы прогнозирования, совершенствуются и опробуются методики количественной оценки пластовых давлений в различных геологических условиях.

В зависимости от времени получения информации методы прогнозирования и оценки аномально высоких пластовых давлений можно подразделить на следующие группы: до начала бурения, в процессе бурения и после него.

К первой группе относятся метод прогнозирования по геолого-геофизическим наблюдениям за процессом уплотнения толщи осадочных пород, разработанный авторами, и методы разведочной геофизики (преимущественно сейсморазведка). Ко второй группе принадлежат методы, основанные на наблюдениях за механическими параметрами бурового процесса, свойствами глинистого раствора и шлама пород, а также методы геофизических исследований скважин, которые могут проводиться до окончания бурения скважины, как промежуточные исследования (например, при смене долота), либо даже без остановки бурения с использованием специального автономного геофизического прибора¹. К третьей группе методов относятся скважинные опробователи пластов различных типов².

В настоящее время в Советском Союзе ограниченное промышленное применение для прогнозирования и оценки

¹ Мы не согласны с теми авторами, которые считают, что прогнозирование аномальных давлений геофизическими методами исследования скважин возможно лишь после бурения скважин.

² Эти методы в книге не рассматриваются.

аномальных пластовых давлений имеют электрические и ультразвуковой методы исследования скважин. Использование для этой цели радиоактивных методов исследования скважин (нейтронные методы, методы рассеянного гамма-излучения) и сейсморазведки пока не получило распространения. Результаты изучения аномальных давлений этими методами, приведенные в настоящей книге, получены при выполнении опытных исследований. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений по наблюдениям за механическими параметрами бурового процесса, свойствами глинистого раствора и шлама описаны по литературным данным.

Авторы надеются, что комплексный подход к проблеме прогнозирования и оценки аномально высоких пластовых давлений, предусматривающий расширение числа возможных методов прогнозирования, совершенствование способов числовой оценки давлений, а также опробование этих методов в различных геологических условиях, будет способствовать более широкому использованию этой прогрессивной технологии в промышленности.

Глава I

ОБРАЗОВАНИЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ В ТОЛЩАХ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

I. ПЛАСТОВОЕ И ПОРОВОЕ ДАВЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ

Пластовое давление является важнейшим параметром, отражающим энергию нефтеносных, газоносных и водоносных пластов. Это внутреннее давление, возникающее в поровом пространстве осадочных пород, которое проявляется при вскрытии пластов, насыщенных каким-либо флюидом [90]. Другими словами, пластовое давление — давление жидкости или газа в нефтеносных, газоносных или водоносных пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания.

Давление жидкости или газа в порах пород-коллекторов, пород-покрышек исследователи, занимающиеся прогнозированием пластовых давлений, называют поровым [7].

Ожидаемое давление жидкости в пласте-коллекторе, вскрываемом скважиной, принимается равным нормальному гидростатическому давлению — такому пластовому давлению, которое уравновешивается давлением, создаваемым столбом минерализованной воды высотой от устья скважины до вскрываемого пласта. При этом средняя плотность минерализованной воды принимается равной $1,05—1,10 \text{ г}/\text{см}^3$ в зависимости от района исследований и глубины залегания пласта. Нормальное гидростатическое давление в общем случае не равно истинному гидростатическому давлению, определяемому положением статического уровня жидкости в скважине, поскольку оно не учитывает влияния возможного пьезометрического напора, уровня грунтовых вод, реального распределения пластовых вод в разрезе по минерализации.

Таким образом, нормальное гидростатическое давление является условным понятием, которым удобно поль-

зоваться при изучении закономерностей изменения пластовых давлений.

Иногда для исключения влияния минерализации пластовых вод используют условное гидростатическое давление — пластовое давление, создаваемое столбом пресной воды (плотность 1 г/см³) высотой от устья скважины до изучаемого пласта.

Фактические значения пластовых давлений на больших глубинах в значительной мере определяются условиями гидравлической изолированности пластов и тектонической активностью зон осадконакопления. Поэтому паряду с нормальными гидростатическими пластовыми давлениями в практике бывают случаи более высоких значений начальных пластовых давлений. Б. А. Тхостовым [90] одним из первых опубликовано фундаментальное обобщение о природе образования начальных пластовых давлений и отмечено влияние ряда геологических факторов на величину пластового давления.

Важнейшим фактором, от которого зависит начальное пластовое давление, является горное давление. Горное давление представляет следствие суммарного влияния на пласт геостатического и геотектонического давлений (напряжений). Геостатическим называют давление, оказываемое массой вышележащей толщи горных пород. Величина его зависит от мощности и плотности пород. Градиент геостатического давления при средней плотности осадочных пород, равной 2,3 г/см³, составляет 0,23 кгс/см² на 1 м мощности пород по разрезу. Геостатическое давление передается породами, а внутри породы — зернами (скелетом), слагающими пласт. Ему противодействует пластовое давление жидкости, насыщающей горную породу.

Давления (напряжения), образующиеся в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов, называют геотектоническими напряжениями (геотектонические давления).

Тектонические процессы нарушают равновесное состояние существующих давлений, перемещая, погружая или, наоборот, воздымая пластовые системы, образуют напряженные участки и в целом новые гидродинамические условия.

Тектонические напряжения и деформации особенно характерны для геосинклинальных и складчатых обла-

стей, которые отличаются частыми и интенсивными поднятиями и прогибаниями слоев, деформациями, связанными с движениями блоков земной коры, землетрясениями, грязевым вулканизмом и т. п. Строения подземных водных бассейнов и гидродинамических систем в свою очередь также определяют закономерности изменения пластовых давлений.

По А. А. Карцеву [47], системы подземных вод, обладающие едиными (сходными) условиями залегания, называются подземными водами бассейнами (бассейны подземных вод, гидрогеологические бассейны). Системы подземных вод, характеризующиеся общими условиями возникновения движения воды, называют геогидродинамическими системами.

Подземные водные бассейны подразделяются:

- 1) по признаку наличия или отсутствия напора — на бассейны напорных и бассейны грунтовых вод;
- 2) по признаку характера коллекторов — на бассейны пластовых и бассейны трещинных вод.

Можно выделить также различные промежуточные и сложные случаи.

Бассейны пластовых вод характерны преимущественно для равнинно-платформенных условий, а также для предгорных и межгорных впадин. Бассейны трещинных вод и сложные сочлененные системы, состоящие из мелких бассейнов пластово-трещинных и трещинных вод, связаны с горно-складчатыми областями, кристаллическими щитами (т. е. с остатками древних горно-складчатых областей) и т. п.

Среди геогидродинамических систем различают:

- 1) грунтовые геогидродинамические системы, образованные грунтовыми и близкими к ним по типу водами со свободной поверхностью;
- 2) природные водонапорные системы.

Последние являются наиболее интересными для гидро-геологии нефтяных и газовых месторождений. Под природными водонапорными системами понимают системы водоносных пластов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, обладающие общими условиями создания напора, а следовательно, и первоисточника движения.

По генезису и механизму возникновения напора природные водонапорные системы делятся на элизион-

и элизионные и инфильтрационные. В элизионных системах напор создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков в коллекторы и частично в результате уплотнения самих коллекторов с выжиманием вод из одних их частей в другие. В инфильтрационных системах напор возникает вследствие инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы под воздействием гидростатической нагрузки, образуемой этими водами.

Как упоминалось выше, в элизионных системах создание напора пластовых вод происходит в результате выжимания поровых вод из-за увеличивающейся геостатической нагрузки в процессе осадконакопления. Поэтому большую часть элизионных систем можно рассматривать как геостатические водонапорные системы. Но иногда уплотнение пород и выдавливание из них вод может быть результатом геодинамического давления, возникающего при тектонических напряжениях. Подобные системы можно определить как геодинамические элизионные водонапорные системы. Соответственно инфильтрационные водонапорные системы могут быть названы гидростатическими [17].

Инфильтрационные системы являются открытыми, либо сообщаются с земной поверхностью в зонах как создания напора, так и разгрузки; поэтому они располагаются свободно в поле силы тяжести Земли. Движение жидкости в инфильтрационных системах осуществляется в основном в соответствии с влиянием гравитационных сил и определяется убывающими величинами вертикальной составляющей напоров, наименьшими в зонах разгрузки. Основную форму энергии в инфильтрационных системах представляет потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести, геометрическая же составляющая напора является определяющей. Характерное для инфильтрационных водонапорных систем пластовое давление

$$p_{\text{инф}} = g \delta_w H, \quad (I.1)$$

где g — ускорение силы тяжести; δ_w — плотность воды; H — напор (пьезометрический напор) подземных вод.

В инфильтрационных водонапорных системах аномально высокие пластовые давления, как правило, отсутствуют.

Элизионные системы являются полураскрытыми, так как сообщаются с земной поверхностью лишь в зонах разгрузки. Основную форму энергии здесь представляет потенциальная энергия упругой деформации жидкостей и породы, накапливающаяся в результате процессов уплотнения осадков. По Р. Г. Семашеву [47], если в инфильтрационных системах количество поступающей в систему жидкости в единицу времени $Q_{\text{пост}}$ не равно количеству жидкости, удаляющейся из системы в единицу времени $Q_{\text{уд}}$, то для становления элизионной водонапорной системы необходимым условием должно быть наличие избыточного количества жидкости $Q_{\text{изб}}$. При этом происходит приращение давления в соответствии с законом¹

$$\Delta p = \frac{Q_{\text{изб}}}{\beta_k V_o}. \quad (I.2)$$

Здесь β_k — коэффициент сжимаемости жидкости; V_o — общий объем жидкости в системе.

Величина приращения давления Δp соответствует появлению главной составляющей напора вод в элизионных системах. Избыточное количество жидкости поступает из уплотняющихся пород-коллекторов (или теряющих коллекторские свойства). Вместе с выжимаемыми водами в водоносные коллекторы передается часть геостатического (или геодинамического) давления. Поэтому, если для инфильтрационных систем характерно давление, близкое к гидростатическому, то для элизионных водонапорных систем — превышающее гидростатические (и условное, и истинное), т. е. давление, величина которого находится между гидростатическим и геостатическим. Характерное для элизионных водонапорных систем пластовое давление [47]

$$p_{\text{зл}} = g\delta_b H + \Delta p. \quad (I.3)$$

В элизионных и смешанных водонапорных системах могут возникать условия, при которых пластовое давление существенно превышает нормальное гидростатическое.

Понятие аномально высокого пластового давления (АВПД)² появилось в отечественной литературе на рубеже

¹ В этом случае не учитывается энергия (давление), создаваемая в результате упругой деформации порового пространства породы.

² Аббревиатура АВПД впервые в литературе применена К. А. Анисьевым.

40—50-х годов XX в., когда впервые на месторождениях Азербайджана удостоверились в реальном существовании пластовых давлений, превышающих в 1,5—2 раза условное гидростатическое давление.

Согласно К. А. Аникиеву [7], аномально высокое пластовое давление — такое давление в пласте-коллекторе, которое уравновешивается столбом глинистого раствора плотностью $1,3 \text{ г}/\text{см}^3$ [градиент АВПД $p/h = 0,13 (\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2})/\text{м}$] и более. Таким образом, нижний предел АВПД на 30% больше условного и на 20—25% больше нормального гидростатических давлений. Верхний предел АВПД достигает величины среднего геостатического давления, создаваемого в недрах массой осадочных толщ, плотность которых в среднем принимается равной $2,3 \text{ г}/\text{см}^3$. В литературе имеются сообщения о превышении в отдельных случаях значений пластовых давлений над величинами геостатических давлений.

Особый интерес представляет изучение аномально высоких поровых давлений (АВПД)¹, характерных для мощных глинистых толщ — покрышек залежей с аномально высоким давлением флюидов. Исследования показали [37], что в большинстве случаев поровое давление в глинистых покрышках отражает величину аномально высокого пластового давления в залежи. Это может быть использовано для прогнозирования АВПД. Другими словами, аномально высокие поровые давления в глинистых покрышках являются «предвестниками» аномально высоких пластовых давлений в коллекторах. Но имеются и исключения из этого правила — некоторые нефтегазоносные районы (например, Южно-Каспийская впадина), где начальные пластовые давления в коллекторах ниже поровых давлений в глинистых толщах, вмещающих эти коллекторы [42].

Отношение аномально высокого пластового или порового давления p_a к нормальному гидростатическому давлению p_n , вычисленному для той же глубины, называют коэффициентом аномальности K_a .

В ряде случаев значения пластовых давлений лежат в интервале между нормальными гидростатическими и нижним пределом аномально высоких давлений. Такие давления часто называют повышенными пластовыми давлениями [7]. Одним из частных случаев повышенных

¹ Аббревиатура АВПД предложена А. Г. Дурмишьяном.

пластовых давлений является избыточное давление в газовой залежи с высоким этажом газоносности (рис. 1). Величина избыточного пластового давления в кровле залежи может быть охарактеризована следующим уравнением:

$$p_{\text{изб}} = p_n + g (\delta_s - \delta_r) \Delta h_3, \quad (I.4)$$

где δ_s — плотность минерализованной воды; δ_r — то же, газа; Δh_3 — высота залежи.

Отсюда

$$\frac{p_{\text{изб}}}{p_n} = K_{\text{изб}} = 1 + \left(1 - \frac{\delta_r}{\delta_s}\right) \frac{\Delta h_3}{h}. \quad (I.5)$$

Здесь $K_{\text{изб}}$ — коэффициент, определяющий превышение избыточного давления над нормальным гидростатическим; h — глубина до кровли залежи.

Оценим возможные максимальные значения коэффициента $K_{\text{изб}}$. Принимая $\delta_r \approx 0$, получим:

$$\left(\frac{p_{\text{изб}}}{p_n}\right)_{\text{max}} \approx 1 + \frac{\Delta h_3}{h}. \quad (I.6)$$

В качестве примера рассчитаем $K_{\text{изб}}$ для заведомо весьма большой высоты газовой залежи $\Delta h_3 = 500$ м. Глубину до кровли залежи примем равной 3000 м. Тогда

$$\left(\frac{p_{\text{изб}}}{p_n}\right)_{\text{max}} \approx 1 + \frac{500}{3000} = 1,17.$$

Приведенный пример показывает, что избыточные давления, как правило, не достигают нижнего предела АВПД, т. е. не превышают нормального гидростатического более чем на 20—25 %. Кроме того, имеются и другие признаки, не позволяющие отнести избыточные давления к категории аномально высоких. Так изучение глинистых покрышек над газовыми залежами показывает, что недоуплотненная зона покрышки, как правило, имеет небольшую мощность и располагается только над кровлей залежи, тогда как над залежами с АВПД мощность зон недоуплотненных глинистых покрышек носит региональный характер и достигает 2000—3000 м. Возникновение

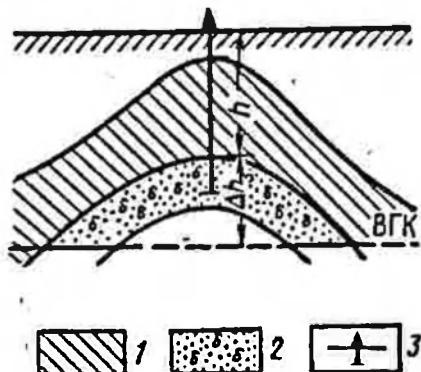


Рис. 1. Схема образования избыточного давления в газовой залежи с высоким этапом газоносности.

1 — осадочные породы, покрывающие залежь; 2 — газоносный коллектор; 3 — скважина.

аномально высоких пластовых давлений не зависит от типа флюида, а избыточные давления характерны для газовых залежей или нефтяных залежей с газовой шапкой.

В некоторых районах повышенные пластовые давления возникают в связи с разностью пьезометрических уровней областей питания и разгрузки (рис. 2). В изучаемом пласте-коллекторе

$$p_{\text{пьез}} = p_n + g\delta_a (A_{\text{вых}} - A), \quad (I.7)$$

где $A_{\text{вых}}$ — альтитуда выхода пласта на дневную поверхность в области питания; A — альтитуда устья изучаемой скважины.

Тогда для водонапорной системы коэффициент $K_{\text{пьез}}$, определяющий превышение пьезометрического давления над нормальным гидростатическим:

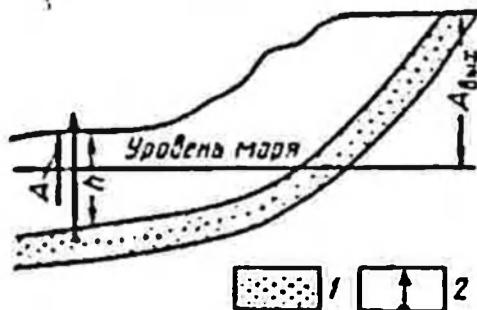


Рис. 2. Схема образования пьезометрического напора.

1 — коллектор; 2 — скважина

гидростатическим. Однако и эти пластовые давления мы также не относим к категории аномально высоких, что объясняется следующим. Указанные давления связаны с геометрической составляющей напора, т. е. с открытой инфильтрационной водонапорной системой. Отсюда вытекает, что в этом случае в кровле коллекторов отсутствуют мощные зоны недоуплотненных глинистых покрышек, а отношение $p_{\text{пьез}}/p_n$ изменяется в соответствии с тектоникой артезианского бассейна.

Повышенные пластовые давления, связанные с разностью пьезометрических уровней областей питания и разгрузки, а также давления, отмеченные в кровле крупных газонефтяных и газовых залежей с большим этажом газоносности, в дальнейшем в работе рассматриваться не будут. Как показано выше, эти случаи возникают в открытых водонапорных системах, где давления подчиняются законам гидростатики.

$$\frac{p_{\text{пьез}}}{p_n} = K_{\text{пьез}} = 1 + \frac{A_{\text{вых}} - A}{h}. \quad (I.8)$$

Несложные расчеты позволяют установить, что пластовые давления за счет пьезометрического напора могут достигать достаточно больших превышений над

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРИРОДЕ ОБРАЗОВАНИЯ АВПД

Ученые и исследователи в Советском Союзе и за рубежом проявляют интерес к проблеме аномальных давлений, природе их образования и к распределению по геологическому разрезу. Еще в 30-х годах В. Иллииг [122] сообщал о случаях превышения величин нормальных гидростатических давлений на месторождениях Мексиканского залива и дал первую сводку о работах других авторов по этому вопросу. В те же годы были опубликованы данные К. Кип и Г. Вард [125] об аномально высоких давлениях на месторождениях Пакистана, а Г. Каннон и Р. Грас [107] указывали на повышенный градиент давления по разрезу в некоторых скважинах бассейна Мексиканского залива.

Первые примеры существования аномальных давлений на территории Советского Союза, а также природа их образования рассматривались в работах М. Ф. Мирчника и В. С. Мелик-Пашаева [67]. Позже многие исследователи в Советском Союзе: Л. К. Алиев [8], А. И. Алиев и Р. Р. Джадаров [9], К. А. Аникиев [5—7], Г. А. Бабаян [11], М. С. Бурштар [15—17], А. Г. Дурмишян [38, 39], М. К. Калинко [43], А. А. Карцев [47], П. Н. Кропоткин и Б. М. Валеев [55], А. М. Волков [20], В. Ф. Линецкий [62], Ю. В. Мухин [72], Б. А. Тхостов [90] и за рубежом: Г. Дикинсон [109], П. Чаней [108], Х. Хеард и В. Руби [118], Л. Лоуден [127], А. Леворсон [128], М. Пауэрс [136], В. Фертл и Д. Тимко [112, 113] и другие занимались вопросами изучения природы образования аномальных давлений, возможностями их распределения и прогнозирования. В 1960 г. Б. А. Тхостов [90] одним из первых опубликовал фундаментальное исследование о начальных пластовых давлениях и дал первую сводку геологических данных по аномальным пластовым давлениям. Большая заслуга в изучении аномальных давлений принадлежит К. А. Аникиеву, который творчески обобщил личные исследования и результаты изучения АВПД советскими и зарубежными специалистами [5—7].

В настоящее время существуют различные представления о природе образования аномально высоких пластовых давлений. Рассмотрим взгляды (гипотезы) на причины образования АВПД, получившие наибольшее распространение.

нение и признание. Основные гипотезы сводятся к тому, что аномально высокие давления образовались:

- 1) в процессе гравитационного уплотнения пород;
- 2) под воздействием тектонических напряжений и деформаций глубинных резервуаров;
- 3) в гидродинамически замкнутых резервуарах в результате притока высоконапорных глубинных флюидов;
- 4) под воздействием различных локальных геологических факторов.

Кратко рассмотрим эти гипотезы.

1. Ряд исследователей рассматривают происхождение АВПД с позиций гравитационного уплотнения пород. Так, Г. Дикинсон [109], развивая гипотезу В. Иллинга [122], считает, что аномальные давления возникают в изолированных пористых пластах, расположенных в мощных глинистых толщах, где давления создаются из-за уплотнения глины под действием покрывающих пород. Он отметил до 60 нефтяных месторождений в полосе шириной 80 км и длиной около 1200 км, где были встречены залежи с аномально высокими пластовыми давлениями, и высказал предположение о том, что коэффициент аномальности в залежи зависит также и от того, чем насыщен пласт — нефтью, газом или водой.

М. Хьюберт и В. Руби [121], а также К. Магара [130], рассматривая этот механизм образования АВПД, придают большое значение проницаемости глинистых пород-покрышек в формировании аномальных давлений. Причем К. Магара [130] путем применения гипотезы уплотнения и использования ряда допущений математически описал процесс образования аномально высоких давлений в глинистых толщах.

По данным Г. А. Бабаляна [11], причиной образования АВПД является экранирование залежей нарушениями, глинистыми пластами, препятствующими оттоку жидкости, в результате чего нагрузка покрывающих пород передается в основном на пластовую жидкость. Он считает, что процесс уплотнения пород в контуре нефтеносности происходит медленнее, чем за контуром, и протекает с тем меньшей скоростью, чем больше вязкость нефти и количество погребенной воды.

А. Г. Дурмишьян [39] отмечает, что в областях длительного накопления низкопроницаемых глинистых образований погружение глины и затруднение оттока жидкости из уплотняющихся пород приводят к значительному отста-

вапнию вытеснения поровой воды от темпов погружения осадков, в результате чего происходит сжатие поровой воды до аномальных давлений. А. Г. Дурмишяп с соавторами (ВНИИГаз) выявили связи между параметрами глинистых пород, их мощностью и величиной пластового давления для месторождений Северного Кавказа и Крыма. Установленные зависимости между замедлением уплотнения пород в разрезах с АВПД и с более высокой мощностью глинистых толщ в этих районах приводят авторов к заключению о взаимосвязи аномально высоких давлений с повышенной пористостью глин и их большой мощностью. Они считают, что аномально высокие давления в продуктивной толще формируются как в результате уплотнения глин самой толщи, так и за счет внедрения флюидов, отжатых из уплотняющихся отложений разреза. По мнению авторов, этот механизм образования аномально высоких давлений свойствен всем молодым глинистым осадкам.

М. С. Бурштар и Д. А. Назаров [17] считают, что наиболее благоприятные условия возникновения АВПД в прогибах и впадинах молодых платформ связаны с осадочными комплексами, в которых уплотнение и отток седиментационных вод начались относительно поздно и не закончились до настоящего времени.

Е. Уотс [142], рассматривая образование аномально высоких давлений в результате воздействия массы вышележащих пород на глины, указывает на отсутствие путей миграции, вызванное сбросообразовательными явлениями.

Возможность возникновения залежей с АВПД под влиянием высокопластичных горных пород (соль, глина) отмечает Г. А. Поляков [78]. Согласно Г. А. Полякову, значение пластичных пород, кроме их роли покрышки, заключается в передаче геостатического давления вышележащих толщ на матрицу горной породы продуктивного пласта, что и приводит к возрастанию пластового давления в залежи. Автор считает причиной образования аномальных давлений в залежах на юго-западе Узбекистана наличие в разрезе каменной соли.

На возможность образования АВПД в районах с большими мощностями отложений соли указывают В. Фертл и Д. Тимко [113]. По их мнению, поскольку соль практически непроницаема для жидкости и в отличие от других пород преобразуется псевдопластически, передавая при этом во всех направлениях давление, равное горному, нижележащие породы не могут освободиться от жидкости

и, оставаясь недоуплотненными, находятся под высоким давлением. Авторы отмечают, что во многих районах аномально высокие давления наблюдаются в глинистых породах, расположенных непосредственно под соляными толщами.

Образование аномально высоких пластовых давлений в залежах Предкарпатья за счет пластичных глин воротыщенской (миоцен) и поляницкой (олигоцен) серий отмечает Р. М. Новосильский [74]. Природу образования аномальных давлений в пределах Западно-Туркменской впадины В. В. Колодий [52] определяет течением процессов отжимания из глин седиментационных вод. По его мнению, этим объясняются господствующие в красноцветной толще, особенно в низах, пластовые давления, которые превышают условные гидростатические на 50—70%.

А. Е. Гуревич [26], указывая на возможность возникновения АВПД за счет гравитационного уплотнения глин, считает, что аномально высокие пластовые давления в этих районах могут определять региональные фильтрационные потоки и быть весьма долговечными.

А. Леворсен [128] образование аномально высоких давлений объясняет воздействием на пласт геостатического давления, т. е. массы вышележащей толщи горных пород в сочетании с тектоническими движениями. Он считает, что сбросы и другие тектонические нарушения могут создавать непроницаемые граничные поверхности для блоков пропицаемых пород. По мнению А. Леворсена, диастрофизм в комплексе с массой налегающих осадочных пород сжимает мягкие осадочные породы до меньших объемов в основном за счет сокращения порового пространства и повышает пластовое давление [128]. По нашей классификации, такое объяснение А. Леворсена является средним между 1-й и 2-й группами представлений о природе аномально высоких давлений, поскольку ко 2-й группе нами относятся гипотезы, связанные с тектоническими деформациями нефтегазоносных толщ, а именно: движениями блоков земной коры, землетрясениями, сбросовыми явлениями, образованием складок, сдвигов, диапировых интрузий и т. п.

2. М. Хьюберт и В. Руби [121], А. А. Липевский [61], К. А. Аникиев [7] и другие отмечают возможность образования АВПД в результате современных тектонических процессов, вызывающих сжатие и деформирование глу-

бинных резервуаров. Так, А. А. Липевский [61] отмечает, что при воздымании провинции мощное динамическое движение, превышающее во много раз статическую нагрузку на водосодержащие глины, которые находятся в сжатой толще, выжимает из них жидкость в коллекторы (трещины сжатия, песчаные пласти), в коллекторах происходит повышение давления.

Позже И. Г. Киссин [50], изучая образование аномально высоких давлений в Терско-Сунженской зоне, отмечает, что из-за тектонических напряжений, которые испытывают эти зоны, в их пределах продолжается уплотнение пород, что сказывается прежде всего на глинах. Майкопские глины характеризуются здесь высоким давлением воды, которая насыщает их поровое пространство и принимает на себя часть внешней нагрузки. При этом происходит отжим воды в проницаемые пласти. В других районах, где нет тектонических движений, уплотнение глин закончилось, давление в них стабилизировалось и отжима воды не наблюдается. Вода, отжимающаяся из майкопских глин, поступает как в верхние горизонты, где беспрепятственно разгружается, так и в нижние, в проницаемые пласти нижнемайкопских, верхне- и нижнемеловых отложений, вследствие чего давление в этих пластах становится значительно больше, чем давление, соответствующее нормальному гидродинамическим условиям водонапорной системы.

Н. М. Шерстнев и С. Г. Салаев [97] также высказываются о тектонической природе образования аномально высоких пластовых давлений. Согласно их мнению, анализ материалов по геологии и бурению отдельных разведочных площадей Кобыстанской, Прикуринской и Прикаспийской, Кировобадской нефтеносных областей показывает, что повышенные пластовые давления в основном связаны с тектоническими нарушениями. В создании высоких пластовых давлений, по-видимому, определенную роль играет тектоническое сжатие пород в результате тектонических в особенности складчатых движений.

Некоторые исследователи (В. С. Мелик-Пашаев [67], Л. К. Алиев [8], Л. Н. Капченко [45]) считают, что аномально высокие давления могут возникать в результате подъема «запечатанных» залежей к поверхности в процессе тектонического движения, а пластовое давление в залежи сохраняется тем же, каким было на больших глубинах, откуда залежь была поднята.

Б. А. Тхостов [90] указывал, что причиной возникновения аномальных давлений в залежи являются тектонические деформации, которые произошли в прошлом в различные фазы складчатости, и образовавшиеся тогда повышенные давления при определенных обстоятельствах сохранились до наших дней.

Основным фактором, необходимым для создания АВПД за счет тектонических деформаций, А. Е. Гуревич [26] считает сочетание линзовидной формы коллекторов с высокой активностью современных тектонических процессов.

Как отмечает Л. Лоуден [127], одной из причин образования АВПД являются горообразовательные процессы, а также наличие солевых и сланцевых диапиров. Г. Дикинсон [109] также высказывает предположение относительно возникновения аномально высоких давлений в связи с соляными интрузиями, считая, что соляные штоки могут играть роль экранирующей покрышки. О деформации резервуаров, приводящих к повышению в них давления за счет современного роста глинистых диапиров, также писал М. К. Калинко [43].

3. Ряд исследователей (Л. К. Алиев [8], К. А. Аникиев [7], В. Ф. Липецкий [62], Б. Платт [135] и др.) основной причиной образования АВПД считают поступление в относительно замкнутую залежь порций высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или магматических очагов. М. Ф. Двали и К. А. Аникиев [28] указывают, что аномальные давления отражают сверхвысокий напор флюидов, периодически прорывающихся в закрытые этажи месторождений из более глубоких недр.

В. Ф. Липецкий [62] отмечает, что флюиды, мигрирующие вверх, сами прокладывают себе пути миграции, производя гидроразрывы пластов. Указывается, что миграция эта носит пульсационный характер в результате сейсмических толчков. По образованным разломам нефть снизу под большим давлением попадает в водоносный пласт, представляющий собой запечатанную ловушку.

. П. Н. Кропоткин и Б. М. Валеев [55] связывают возникновение АВПД с подъемом в осадочный чехол глубинных флюидов, выделяющихся в процессе дифференциации и дегазации вещества мантии Земли. Для подтверждения этой гипотезы авторы указывают на характер распределения различных газов, характерных для нефтегазоносных районов. Они считают, что перемещение глубинных флюидов происходит под влиянием диффузии

газа в область меньшего давления, гравитационной дифференциации, а также тектонических факторов.

К. А. Аникиев [7] объясняет образование АВПД исходя из совокупности двух выделенных нами представлений о природе аномальных давлений. Он считает, что современные тектонические деформации возбуждают пульсационную, вертикальную миграцию флюидов из глубинных недр в закрытые, менее глубокие этажи.

А. М. Волков [20] поддерживает гипотезу возникновения АВПД за счет поступления порций высоконапорных флюидов из нижележащих горизонтов. Однако он считает, что не пульсирующие неотектонические процессы, а растяжение и сжатие микротрещин являются причиной пульсационной миграции флюидов из глубинных недр.

Ш. Ф. Мехтиев и В. З. Симхаев [69], изучая условия образования АВПД в залежах месторождения Кюровдаг, отмечают, что формирование аномальных давлений происходит во время первых фаз тектонических подвижек, в результате миграции глубинных флюидов. К подобному мнению пришли В. М. Щерба и И. В. Леськив [98] при анализе природы возникновения АВПД на Пынянском газовом месторождении и площади Мостка Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Они связывают аномально высокие давления с притоками газа или других флюидов по глубинным тектоническим трещинам.

Р. У. Каломазов, М. А. Вахитов [44], исследуя Куллябскую мегасинклиналь Таджикской впадины, высказывают мнение о том, что повышение давления в пластах мел — палеогенового возраста происходит через разрывные нарушения за счет сообщаемости их с более глубоко-затекающими пластами, с которыми связаны, по-видимому, скопления нефти и газа.

А. Н. Степанов и Ю. А. Терещенко [87] на примере Салымского месторождения, Западной Сибири предполагают, что повышение пластового давления связано с разломами фундамента и миграцией снизу высоконапорных флюидов.

В. З. Симхаев и П. Е. Шувалов [84] отмечают, что в Юго-Западной Туркмении повышенные значения отношений пластового и гидростатического давлений приурочены к наиболее нарушенным разрывным зонам. Тектонические процессы приводят к созданию новых и обновлению старых разломов, которые становятся путями вертикальной миграции флюидов.

Кроме отмеченных авторов, еще ряд исследователей (В. Н. Крат и Н. М. Чуршна [54], В. И. Дюнин [40] и др.) поддерживают подобные суждения о природе аномально высоких пластовых давлений.

4. Ряд авторов предлагают гипотезы, связанные с происхождением повышенных давлений в результате различных локальных геологических факторов. П. Чаней [108], Х. Хеард, В. Руби [118], М. Пауэрс [136], Л. Лоуден [127] и другие отмечают возможность образования повышенных пластовых давлений за счет фазовых переходов одних пород или жидкостей в другие, в результате изменения таких факторов, как температура, давление, концентрация растворов и их состав и т. п. Л. Лоуден [127] считает одной из причин образования АВПД химические преобразования осадка и заключенного в нем органического вещества. Л. Лоуден, а еще ранее П. Чаней [108] указывают, что преобразования органического материала может привести к увеличению давления за счет перехода тяжелых углеводородов в более легкие фракции и к закупорке поровых каналов вновь возникшими химическими соединениями. Химическую природу образования повышенных пластовых давлений Х. Хеард, В. Руби [118] и Л. Лоуден [127] также связывают с явлением перехода гипса в ангидрит. Этот процесс в замкнутой системе может вызвать высокое давление, так как увеличение объема воды в полудегидратированном состоянии составляет 15—25%, а в почти полностью дегидратированном — около 40%.

Такой источник образования аномальных давлений отмечают также Б. Ханшоу и Д. Бредехофт [117], которые считают, что для реакции превращения гипса в ангидрит и воду могут быть созданы условия уже на небольших глубинах. Кроме того, они указывают на возможность образования аномально высоких пластовых давлений при переходе монтмориллонита в иллит. Однако авторы в обоих случаях возможных созданий АВПД предполагают наличие покрышки с высокими экранирующими способностями.

•Появление высоких давлений в результате образования новых минералов, выпадающих путем кристаллизации в «запечатанной» залежи, отмечал А. Леворсен [128]. Повышение давления в этом случае связывают с ростом кристаллов соли в поровом пространстве осадочных пород. Предполагается, что в нефтеносных пластах кристаллы

соли постепенно заполняют и блокируют поровое пространство, вытесняя нефть. Так Ю. М. Марьенко и В. Г. Постников [66] объясняют происхождение АВПД на Марковском месторождении в Восточной Сибири. Считают, что подобные примеры возможны и при осаждении кальцита или кремния. Кроме того, А. Леворсен [128] приводит другую возможную причину образования АВПД — за счет увеличения объема углеводородов высокой относительной молекулярной массы при превращении их в более легкие.

Возможными причинами образования АВПД Л. Н. Капченко [45] считает миграцию высокоминерализованных вод из магматических очагов. Некоторые исследователи (К. Баркер [100], А. Леворсен [128], П. К. Ляхович [65]) большое значение в образовании аномальных давлений придают температуре, считая, что ее повышение внутри «запечатанной» залежи приводит к возрастанию давления флюидов. О зависимости аномально высоких пластовых давлений от температур в залежах нефти и газа Западно-Туркменской впадины сообщают О. А. Клягин и Е. В. Кучерук [46]. Путем сопоставления изменений значений температур в интервале глубин 0,5—4,0 км с соответствующими величинами АВПД на этих же глубинах они делают вывод о том, что развитие АВПД связано с линейной зависимостью АВПД от температур. Кроме того, этими авторами отмечается зависимость АВПД от температур в процессе эксплуатации залежей.

Р. Гретенер [116] считает возможным образование АВПД в районах вечной мерзлоты, что также связано с изменением температурных условий.

Есть мнения (В. Фертл и Д. Тимко [113], А. А. Мовсумов и др. [76]), что проникновение в залежь маломинерализованной воды сквозь пласти глин, как через мембранный фильтр, создает в залежи высокое осмотическое давление, которое считают аномальным. Г. Шмидт [139] занимался сопоставлением величин пластового давления с изменением минерализации поровых растворов по глубине на примере месторождений штата Луизиана. Он заметил, что при переходе в зону аномально высоких давлений снижается минерализация и изменяется химический состав вод. Причем в водах песчаников снижается концентрация хлора, повышается содержание HCO_3 -иона, а воды глин обогащаются SO_4 -ионом, в них повышается концентрация Mg -иона. В работе [112] В. Фертла и

Д. Тимко также отмечается тенденция к понижению минерализации поровых вод в зонах АВПД для месторождений Мексиканского залива. В то же время А. А. Мовсумов с соавторами [76] приводят пример относительно высокой минерализации вод в зоне АВПД в разрезе площади Булла-Море (Азербайджан). Моделирование процессов, обусловленных влиянием сил осмоса, позволило этим авторам сделать заключение об аналогичной природе аномально высоких давлений в этом районе.

Авторы некоторых работ [7, 63], говоря о причинах, влияющих на возникновение аномально высоких давлений, рассматривают в совокупности несколько факторов, так как считают, что они дополняют друг друга.

При анализе перечисленных выше представлений о природе образования аномально высоких пластовых давлений трудно отдать предпочтение какому-либо одному суждению. Природа аномальных давлений чрезвычайно многообразна и, видимо, в различных геологических условиях возможны разные механизмы возникновения АВПД. Тем не менее, если аномально высокие пластовые давления рассматривать как явление региональное, например в осадочных бассейнах с преимущественно элизионным водонапорным режимом, то предпочтение, несомненно, следует отдать механизму образования АВПД в процессе гравитационного уплотнения осадочных горных пород. Нам представляется, что с аномально высокими давлениями именно такой природы чаще всего приходится встречаться на практике.

3. РОЛЬ СКОРОСТИ ОСАДКОПАКОПЛЕНИЯ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ АВПД

Известно, что аномально высокие пластовые давления наиболее часто встречаются в недрах земной коры, характеризующихся высокой неотектонической активностью [7]. В пределах древних платформ АВПД практически очень редки. Б. А. Тхостов [90] отмечал на примере Русской платформы, что пластовые давления на древних платформах, как правило, не превышают нормальных гидростатических, а в пределах молодых платформенных областей (Азово-Кубанская, Терско-Кумская впадины) — значительно превышают. Некоторые исследователи [7] считают, что АВПД изобилуют под мощными региональными толщами-покрышками и внутри

Этих толщ в районах альпийского геосинклинального пояса — Предкавказье, Предкарпатье, Туркмения, Азербайджан и т. п., а также в активизированных областях платформ. Причем аномально высокие давления в этих районах начинают встречаться уже на малых и средних глубинах, а на больших глубинах — практически повсеместно.

Наиболее благоприятные условия для образования АВПД в отмеченных районах очевидно связаны с толщами осадочных пород, в которых уплотнение и отток поровых вод начались сравнительно поздно, а пластовая энергия, создаваемая уплотнением, еще значительно превышает величины условных гидростатических давлений.

По-видимому, одним из наиболее вероятных условий образования АВПД в таких районах является высокая скорость накопления осадков в новейшее время. Нами были сопоставлены изменения скоростей осадконакопления в определенные геологические эпохи для различных нефтяных районов (на примере отдельных скважин и площадей) с существующими величинами пластовых давлений. Мощность отложений определена по данным стратиграфической разбивки на диаграммах геофизических методов исследования скважин, время — по шкале геологического времени Калпа [22] (рис. 3).

Изучение графиков изменения скоростей осадконакопления в определенные геологические периоды и эпохи на территории древней платформы было проведено на примере месторождений Речица и Шкапово (рис. 4), которые расположены в пределах Русской платформы и не испытывали в позднейшее время существенных прогибаний. Шкаповская площадь находится на юго-западе Башкирии (Белебеевская вершина Татарского свода), Речицкое месторождение — на западе европейской части СССР (Днепровско-Донецкая впадина). Данные, полученные по этим районам, подтверждают ранее сделанные выводы [90] о том, что в пределах древних платформенных областей и на больших глубинах распространены нормальные гидростатические пластовые давления.

Примеры подобных сравнений графиков изменения скоростей осадконакопления в позднейшее время и величин пластовых давлений в районах, отличающихся высокой неотектонической деятельностью, дают иную картину. На рис. 5, а показан такой график для месторождения Галюгай (Чечено-Ингушская АССР), где средняя скорость

Эра	Период	Эпоха	Век	Возраст, млн лет
Кайнозой	Неоген-пaleоцен	Плейстоцен		1
		Плиоцен		13
		Миоцен		25
		Олигоцен		36
		Эоцен Верхний Средний Нижний		45 52 58
		Палеоцен		63
	Мел	Верхний	Мюнстрик	72
			кампан	84
		Нижний	сантона, коньяк, турион	90
			сеноман	110
Мезозой	Юра	Верхний	альб	120
			апт., неоком	135
		Средний	бат	166
	Триас	Нижний	байос	181
		Верхний		200
		Средний + Нижний		230
	Пермь	Верхний		260
		Нижний		280
	Карбон	Пенсильваний		300
		Миссисипий	вишер	320
Палеозой	Девон	Верхний	турней	345
				350
		Средний		390
	Силур	Нижний		405
				425
		Верхний	трентон	445
	Ордовик	Средний		450
		Нижний		500
	Кембрий	Верхний		500
		Средний + Нижний		550

Рис. 3. Шкала геологического времени по Калпу [22]

осадконакопления φ в неогеновое время составила более 100 м/млн. лет, а в четвертичное время — свыше 300 м/млн. лет. Значительные скорости осадконакопления в этом районе совпадают с развитием аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности $K_a > 2$). Этот пример, а также подобные ему по другим областям [месторождение Наманган, $\varphi > 100$ м/млн. лет, $K_a = 1,5 \div 2,0$ (см. рис. 5, б); месторождение Комсомольское, $\varphi > 1000$ м/млн. лет, $K_a = 1,3 \div 1,9$ (см. рис. 5 в); месторождение Кюровдаг $\varphi > 400$ м/млн. лет (см. рис. 5, г)] указывают на определенные связи скорости осадконакопления с образованием АВПД. Причем в пределах одной нефтегазоносной области в зависимости от скорости осадконакопления в позднейшее время аномальные давления могут либо быть, либо отсутствовать.

В качестве примера рассмотрим схему сопоставления (рис. 6) скорости осадконакопления φ и изменения удельного электрического сопротивления пород r_p с глубиной в Азово-Кубанской нефтегазоносной области по профилю от площади Смоленская до площади Маргаритовская. Профиль проходит с юга на север через Западно-Кубанский прогиб, Тимашевскую ступень, Каневско-Березанский вал и Ростовский выступ.

Известно, что глинистые породы, покрывающие залежи с аномально высоким пластовым давлением, значительно меньше уплотнены по сравнению с породами, которые имеют нормальное поровое давление. Это объясняется влиянием повышенного давления поровой жидкости, препятствующего уплотнению пород. В большинстве случаев слои глинистых пород-покрышек, «удерживающих» аномальное давление в залежи, можно четко выделить по данным геофизических исследований скважин (см. гл. III). Наличие аномально высокого порового давления в глинистых породах на рассматриваемом профиле отмечается по снижению удельного сопротивления тонкодисперсных чистых глинистых пород (см. рис. 6).

Как видно, скважины, расположенные в пределах Каневско-Березанского вала и Ростовского выступа, характеризуются относительно низкими скоростями осадконакопления ($\varphi = 10 \div 40$ м/млн. лет). При таких скоростях в разрезах скважин встречается нормальное гидростатическое давление или мало от него отличающееся, что характеризуется практически прямолинейными зависимостями между логарифмом удельного сопро-

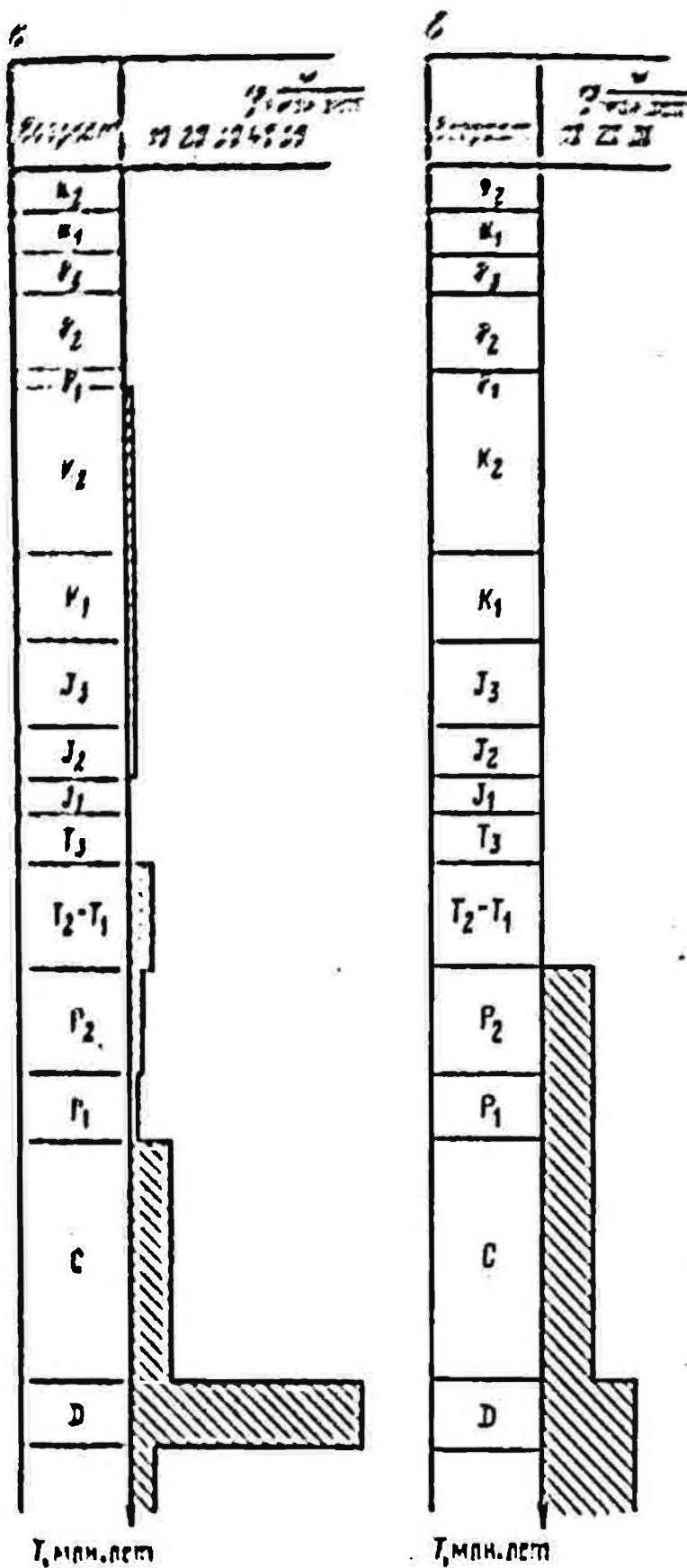


Рис. 4. Изменение скоростей осадконакопления в определенные геологические периоды и эпохи для различных нефтяных месторождений.
Месторождения: а — Речица (БССР), б — Щекотово (Башкирская АССР)

представляется возможным в дальнейшем включить в архивные
(документальные) материалы оценки труда. Несомненно
потребуется также уточнение критерия с его 1. Оценка труда
и труда (т. е. в. д. Р. работников) на конец Апреля
Западно-Кубанского края. В этом направлении, конечно
на высокую скорость определения в наименее затраченное
время, к настоящему времени имеются вполне хоро-

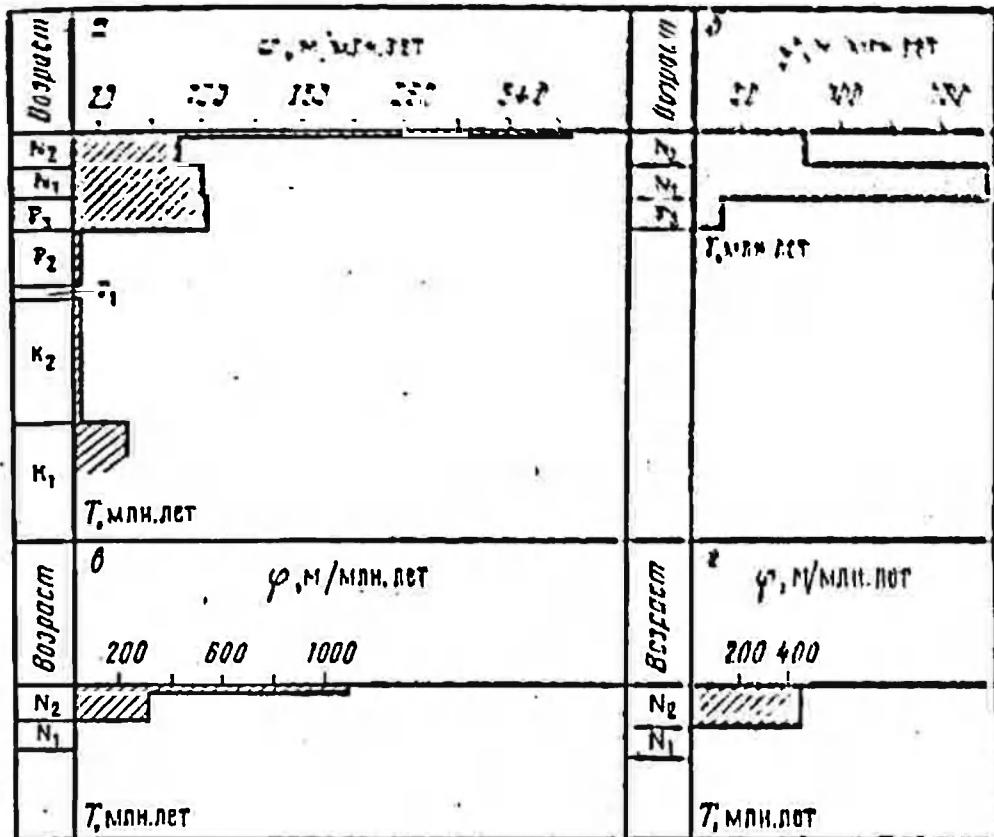
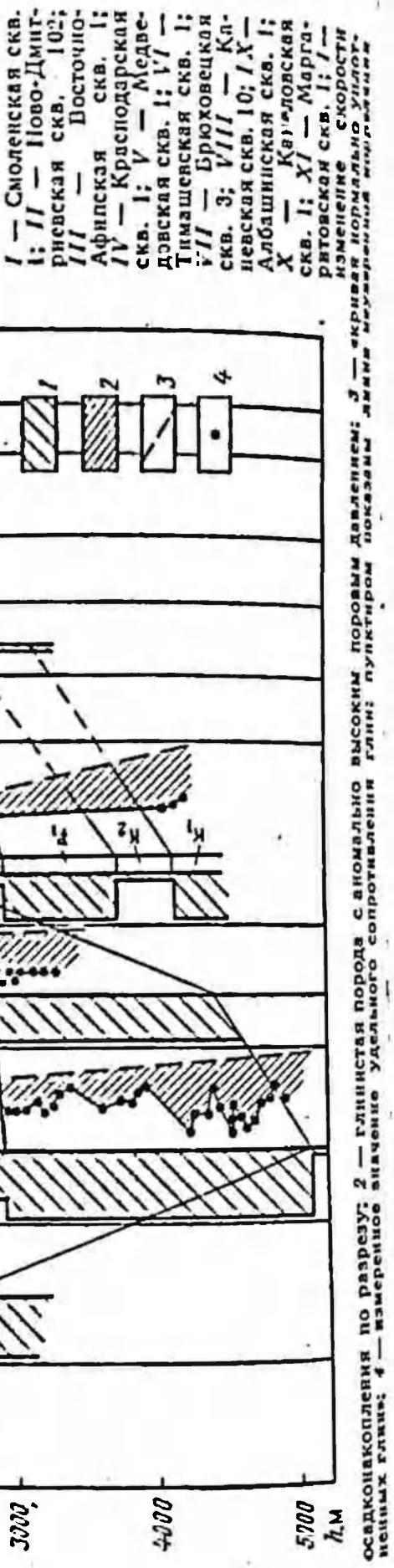


Рис. 5. Изменение скоростей осадконакопления в определенные геологические периоды и эпохи для различных нефтяных месторождений. Месторождения: а — Галюгай (Чечено-Ингушская АССР), б — Наманган УзССР), в — Комсомольское (ТССР), г — Куроюзлаг (АлССР)

ние не сохранилось в силу того, что последующие скорости осадкообразования не могли компенсировать потерю упругой энергии в глинистых породах и коллекторах.

В то же время с увеличением скорости осадкопакопления в плиоцен-четвертичное время до 60—80 м/млн. лет уже в Ново-Дмитриевской скв. 102 (см. рис. 6, II) появляются аномально высокие пластовые давления ($K_a = 1,3 \div 1,5$). По мере погружения осадков коэффициент аномальности возрастает. В осевой части Западно-Кубанского прогиба на глубинах около 4 км $K_a = 1,8 \div 1,9$.

Рис. 6. Корреляция между скоростью осадкоакопления осадков φ и изменением удельного сопротивления пород R_p по профилю площадь Смоленская (южный берег Западно-Кубанского прогиба) — площадь Маргаритовская (Ростовский выступ).



осадкоакопления по разрезу; 2 — глинистая порода с аномально высоким поровым давлением; 3 — скважина нормально уплотнена; 4 — измерение удельного сопротивления глин.

Для всех указанных скважин характерным является сравнительно высокая (60—110 м/млн. лет) скорость осадконакопления в плиоцен-четвертичное время.

Рассмотренный пример, а также многие другие (районы Предкавказья, Азербайджана, Средней Азии и т. п.) свидетельствуют о том, что современная величина порового давления в глинистых породах и в залежах с АВПД определяется скоростью осадкообразования, сопровождающего новейшие тектонические движения земной коры.

4. ФИЛЬТРАЦИЯ ФЛЮИДОВ ЧЕРЕЗ ГЛИНИСТЫЕ ПОРОДЫ

Возникновение аномально высоких поровых давлений в глинистых толщах обусловлено не только скоростью осадконакопления. В осадочных бассейнах с мощной толщей глинистых пород, вмещающих гидродинамически изолированные коллекторы с аномально высокими пластовыми давлениями, большую роль при формировании этих давлений оказывает вертикальная фильтрация флюидов через глинистые породы. Каким законам подчиняется эта фильтрация? Многие исследователи считают глинистые породы абсолютными водоупорами, не способными фильтровать пластовую воду. Действительно, глинистые минералы, обладающие большой адсорбционной поверхностью, активно взаимодействуют с водой. В результате значительная часть воды в глинистых породах находится в связанном состоянии, что затрудняет фильтрацию. Наибольшей активностью характеризуются набухающие глины монтмориллонитового типа. Например, по оценке, приводимой в работе [123], вязкость связанной воды в Na-монтмориллоните оценивается в 110П при пористости 50% и в 330П при пористости 45%, в Ca-монтмориллоните — 650 П, в бетоните — несколько пуаз, в иллите — (0,25—1,50) П.

Исследованиями [82, 123 и др.] установлено, что в набухающих глинах зависимость скорости фильтрации от градиента давления нелинейна (рис. 7), что приводит к отклонению от линейного закона Дарси. Величина G_0 называется начальным градиентом давления. При градиентах давления, меньших G_0 , фильтрация через глинистые породы не осуществляется. Экспериментальное определение G_0 сопряжено со значительными трудностями.

В научной литературе чаще приводят, кажущееся значение начального градиента G_0^* , получаемое путем экстраполяции прямолинейного участка кривой фильтрации до пересечения с осью ординат.

Движение вязко-пластического тела в трубке описывается уравнением Букингема—Рейнера [81], в котором учитывается начальный градиент давления. Однако

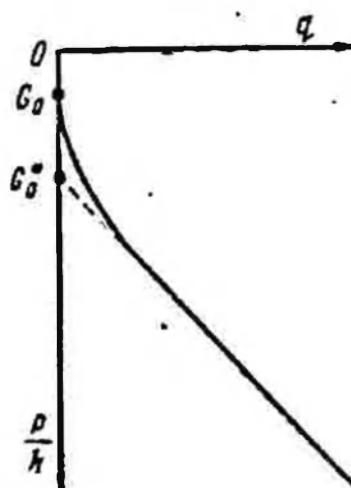


Рис. 7. Зависимость скорости фильтрации q от градиента давления p/h вязкой жидкости при излиянии начального градиента G_0 .

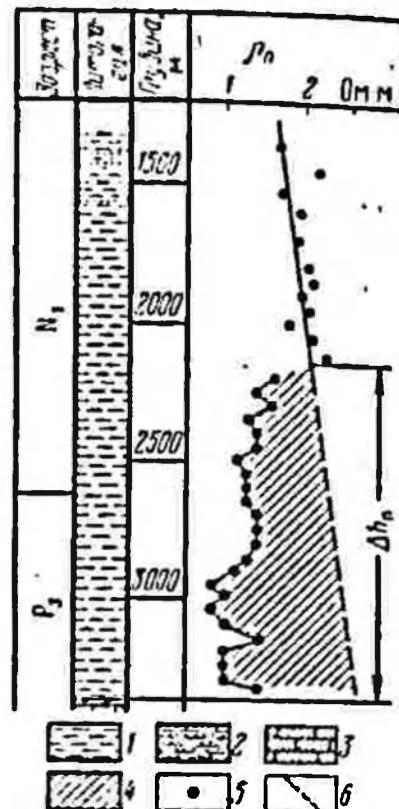


Рис. 8. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким давлением поровой жидкости по геофизическим данным.

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — измеренное значение удельного сопротивления глин; 6 — «кривая нормально уплотненных глин»; Δh_p — мощность глинистых пород с аномальным давлением поровой жидкости

В связи с отсутствием данных об истинных значениях G_0 для приближенного описания фильтрации с начальным градиентом давления в пористых средах предложено обобщенное уравнение Дарси [70]:

$$q = -\frac{k_{np}}{\mu} \left(1 - \frac{|G_0^*|}{|\text{grad } p|} \right) \text{grad } p \quad \text{при } |\text{grad } p| \geq |G_0^*|; \quad (1.9)$$

$$q = 0 \quad \text{при } |\text{grad } p| < |G_0^*|.$$

Здесь q — скорость фильтрации; k_{np} — коэффициент проницаемости пористой среды; μ — вязкость флюида; $\text{grad } p$ — градиент давления.

Глинистые породы, покрывающие залежи нефти, газа, или водоносные пласти с АВПД, представленные, как правило, тонкодисперсными пластичными глинистыми разностями, обладают наиболее низкой проницаемостью и поэтому контролируют величину пластового давления в нижележащих коллекторах. В глинах отсутствует трещиноватость. Во многих случаях слой пород-покрышек, «удерживающий» аномальное давление в залежи, может четко выделяться по данным геофизических исследований скважин (рис. 8). В водоносных глинистых породах-покрышках фазовая проницаемость для пластовой воды на два порядка и более превышает таковую для свободных нефти или газа. Фильтрации свободных углеводородов препятствует капиллярное давление. Поэтому будем считать, что только пластовая вода с растворенными в ней углеводородами участвует в фильтрации флюидов сквозь покрышку, а фильтрацией свободных углеводородов пренебрежем.

Сохранение аномального порового давления жидкости в залежи и в покрывающих залежь глинистых породах обеспечивается непрерывным пополнением жидкости за счет восходящей элизионной фильтрации воды, которая образуется из-за уплотнения нижележащих осадочных пород. Кроме того, пополнение жидкости происходит в результате термического расширения поровых флюидов при повышении температуры пласта в процессе его погружения. В соответствии с наиболее распространенной гипотезой для возникновения аномального порового давления в залежи и в порах глинистых пород-покрышек необходимо, чтобы скорость фильтрации поступающей в залежь воды превысила некоторое критическое значение, определяемое «пропускной способностью» (водопроницаемостью) покрышки. Другими словами, должна быть избыточная скорость фильтрации. При интенсивности фильтрации ниже указанной величины в разрезе сохраняется нормальное гидростатическое давление поровой жидкости.

Предположим, что необходимая для образования АВПД избыточная величина линейной скорости фильтрации поровой воды в глинистой породе-покрышке также может быть определена с помощью обобщенного закона Дарси [см. уравнение (I.9)]

$$\Delta q_B = \frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_p} \left(\frac{p_{\text{ср}} - p_n}{\Delta h_p} - G_0^* \right) \text{ при } \frac{p_{\text{ср}} - p_n}{\Delta h_p} \geq G_0^*, \quad (I.10)$$

где Δq_v — избыточная величина вертикальной составляющей линейной скорости фильтрации воды; $k_{\text{пр.п}}$ — коэффициент водопроницаемости породы-покрышки; μ — коэффициент динамической вязкости воды в порах породы-покрышки; $p_{\text{ср}}$ — среднее пластовое давление в коллекторе, подстилающем породу-покрышку; p_n — нормальное гидростатическое давление, приведенное к глубине залегания подошвы породы-покрышки; Δh_n — мощность глинистых пород с аномальным давлением поровой жидкости.

Градиент G_0 в уравнении (1.9) введен в связи с предположением о том, что в тонких порах глинистых пород фильтрующаяся пластовая вода может приобрести свойства неизотоповской жидкости. При очень малых градиентах давления, когда $(p_{\text{ср}} - p_n)/\Delta h_n \ll G_0$, глинистая порода не проводит жидкость, т. е. является водоупором. В условиях больших градиентов давлений, когда $(p_{\text{ср}} - p_n)/\Delta h_n \gg G_0$, влиянием начального градиента G_0 можно пренебречь, и для описания фильтрации воды использовать линейную форму закону Дарси.

Экспериментальная количественная оценка истинной величины G_0 для воды, находящейся в тончайших порах глинистых пород, встречает значительные трудности, связанные с большой продолжительностью наблюдений и с весьма малыми значениями измеряемой величины. Например, очень тонкие экспериментальные исследования, выполненные А. И. Котовым и С. В. Нерпиным [53] на охлажденной до $t = 5,5^\circ\text{C}$ водно-бензольной эмульсии, показали, что в слоях толщиной около 10^{-5} см вязкость воды имеет обычное для свободной воды значение. Вместе с тем у воды обнаружены следы шведовой сдвиговой прочности, характеризуемой предельным напряжением сдвига $\tau_0 = 5 \cdot 10^{-3}$ дин/см 2 . Аналогичные данные о сдвиговой прочности воды были получены при комнатной температуре Н. Ф. Бондаренко и С. В. Нерпиным [13] при изучении свойств воды в стеклянных и кварцевых капиллярах.

Начальный градиент давления G_0 связан с предельным напряжением сдвига τ_0 и с радиусом r фильтрующей части капилляра с помощью известного уравнения

$$G_0 = \frac{2\tau_0}{r}, \quad (1.11)$$

где величина τ_0 выражена в дин/см 2 , r — в см.

Как видно из уравнения (I.11), начальный градиент давления обратно пропорционален радиусу капилляра. Существует мнение, что в глинистых покрышках начальный градиент давления должен быть существенно выше наблюдаемых в природных условиях гидродинамических градиентов, что обеспечивает покрышкам свойства водоупоров. Это подтверждается результатами экспериментов, показывающих отсутствие фильтрации воды через образцы глинистых пород. Прямые определения начального градиента давления в водонасыщенных глинистых покрышках отсутствуют.

Оценим теоретически G_0 . Известно, что коэффициент проницаемости и давление прорыва глинистой покрышки определяются максимальным диаметром и числом крупных пор, формирующих поровое пространство [95]. В этих крупных порах будет наблюдаться наименьшее значение G_0 . Если предположить, что наиболее крупные поры в глинистых покрышках, обладающих высокой экранирующей способностью (группы А и В по А. А. Ханину [95]), имеют радиус порядка $10^{-5} - 10^{-6}$ см, то при $t_0 = 5 \cdot 10^{-3}$ дин/см² = $5 \cdot 10^{-9}$ кгс/см², характерном для чистой воды при комнатной температуре, в соответствии с уравнением (1.11) $G_0 = 10^{-3} \div 10^{-2}$ кгс/см³ = $10^{-1} \div 10^0$ (кгс·см⁻²)/м.

Близкие результаты получены в работе Р. Миллера и П. Лоу [131] при определении начального градиента давления в условиях фильтрации дистиллированной воды через монтмориллонит. В случае содержания 55,5% Na-монтмориллонита по массе и $t = 10^\circ\text{C}$ $G_0 = 5,0 \div 8,5$ (кгс·см⁻²)/м, а при $t = 20^\circ\text{C}$ $G_0 = 0,67 \div 1,00$ (кгс·см⁻²)/м. С увеличением влажности глины (32,3% Na-монтмориллонита по массе) начальный градиент снижается и при $t = 9^\circ\text{C}$ $G_0 = 0,93 \div 3,50$ (кгс·см⁻²)/м. Аналогичные результаты получены также с Li-монтмориллонитом.

Больше экспериментов выполнено для определенийкажущихся значений начального градиента. Например, в работе М. Ю. Абелева [1] при фильтрации пресной воды через уплотненный глинистый ил получены значения от $G_0 = 0$ для давления обжатия, равного 0,5 кгс/см², и влажности ила 35% до $G_0 = 3,1$ (кгс·см⁻²)/м при давлении обжатия 4,0 кгс/см² и влажности 27%. В работе С. А. Роза [82] в случае фильтрации дистиллированной воды через глину серую, преимущественно каолинитовую, определены необычно высокие, для каолина, значения

G_0^* = 1,9÷3,7 (кгс·см⁻²)/м. При фильтрации воды через глину красную с большим содержанием растворимых солей G_0^* = 0,2÷0,7 (кгс·см⁻²)/м. В работе К. П. Лундина [64] для условия фильтрации воды через торф определен G_0^* = 0,04÷0,21 (кгс·см⁻²)/м. Во всех описанных случаях величина G_0^* имеет тенденцию к росту при увеличении давления обжима.

Таким образом, кажущиеся значения начального градиента давления, полученные при фильтрации дистиллированной или пресной воды в условиях комнатной или более низкой температуры, так же, как и истинные значения градиента, имеют порядок не более 10⁰ (кгс·см⁻²)/м.

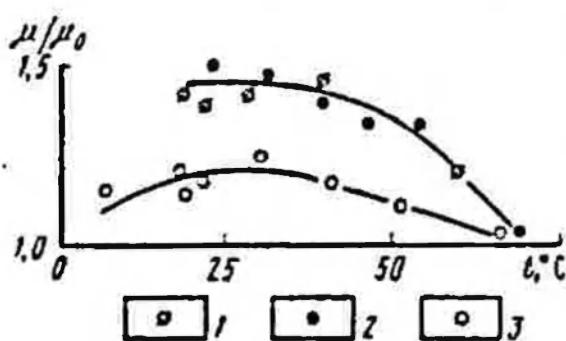


Рис. 9. Зависимость отношения вязкостей μ/μ_0 воды в кварцевых капиллярах различного радиуса r от температуры t .

1 — $r = 0,016$ мкм; 2 — $r = 0,05$ мкм; 3 — $r = 0,17$ мкм; μ — вязкость при температуре t ; μ_0 — тоже, при начальной температуре $t = 20^\circ\text{C}$

Наблюдаемый в природе гидродинамический градиент давления жидкости $(p_{cp} - p_n) / \Delta h_z$ в порах глинистых пород, залегающих в зонах АВПоД, который определен экспериментально более чем в 50 скважинах Западно-Кубанского прогиба, изменяется в пределах 10^{-3} — 10^{-2} кгс·см⁻³ = 10^{-1} ÷ 10^0 (кгс·см⁻²)/м.

Из приведенных данных следует, что начальный градиент давления в глинистых породах даже при низкой (комнатной) температуре соизмерим с гидродинамическим градиентом давлений, наблюдаемым в природных условиях в зонах АВПоД. Однако необходимо учесть, что величина предельного напряжения сдвига τ_0 , от которого в конечном итоге зависит начальный градиент G_0 , существенно убывает при увеличении пластовой температуры и минерализации пластовых вод. Уменьшение толщины пленки связанной воды на кварцевой поверхности с ростом минерализации воды подтверждено экспериментально [57].

На рис. 9 приведены зависимости, показывающие резкое снижение аномальной вязкости воды в капилляре с увеличением температуры [96]. Как видно, при температуре 65—70° С вязкость воды в микрокапиллярах уже

не отличается от объемной, т. е. действие поверхностных сил становится неощущимым. Автор [96] приходит к выводу, что при $t > 65 \div 70^\circ\text{C}$ вода, по-видимому, не образует граничных слоев с особыми физическими свойствами. В природных условиях в зонах АВПоД бывают еще более высокие температуры.

Приведенные выше научные результаты позволяют предположить, что начальный градиент давления G_0 в крупных порах глинистых пород при глубинных условиях должен быть существенно ниже гидродинамического градиента давления, характерного для зон АВПоД. Исходя из этого примем, что избыточная скорость фильтрации воды по крупным порам покрышек описывается уравнением Дарси

$$\Delta q_v = \frac{k_{\text{пп.п}}}{\mu_p} \left(\frac{\rho_{\text{ср}} - \rho_u}{\Delta h_p} \right). \quad (I.12)$$

Этот вывод получен нами теоретически. В лабораторной практике до сих пор невозможно подтвердить экспериментально применимость закона Дарси к фильтрации воды через глинистые породы. Это объясняется тем, что фильтрацию воды через образцы глинистых пород-покрышек трудно наблюдать в связи с ее чрезвычайно низкой скоростью. Например, при коэффициенте фильтрации $k_{\text{пп.п}}/\mu_p = 10^{-9}$ Д/сП и перепаде давления $\Delta p = 30 \text{ кгс}/\text{см}^2$ 1 см³ воды пройдет через образец глины длиной $l = 3 \text{ см}$ и площадью поперечного сечения $s = 10 \text{ см}^2$ лишь за время, равное 10 сут. Это теоретическая оценка. Практически скорость фильтрации в лабораторных условиях будет еще ниже, поскольку ничтожная недонасыщенность порового пространства керна водой снижает величину эффективной проницаемости для воды. Увеличение перепада давлений приводит к нарушению структуры порового пространства породы.

Таким образом, использование закона Дарси для изучения фильтрации жидкости через низкопроницаемые глинистые породы возможно лишь при условии весьма продолжительного (геологического) времени наблюдения и низких скоростей фильтрации. Именно таким условиям, по-видимому, удовлетворяет скорость фильтрации флюидов в процессе уплотнения осадочных пород. Рассмотрим более детально скорость восходящей фильтрации пластовых вод.

Предположим, что площадь изучаемого коллектора или зоны АВПоД равна S . За время ΔT на площади S отложился слой молодых осадочных пород мощностью Δh , что привело к дополнительному уплотнению пород, слагающих разрез, и к погружению коллектора. Это уплотнение показано схематически на рис. 10, где дана обобщенная кривая изменения коэффициента пористости пород, слагающих разрез, с глубиной. Учитывая схематичность нашего расчета, будем считать, что разрез ниже по-

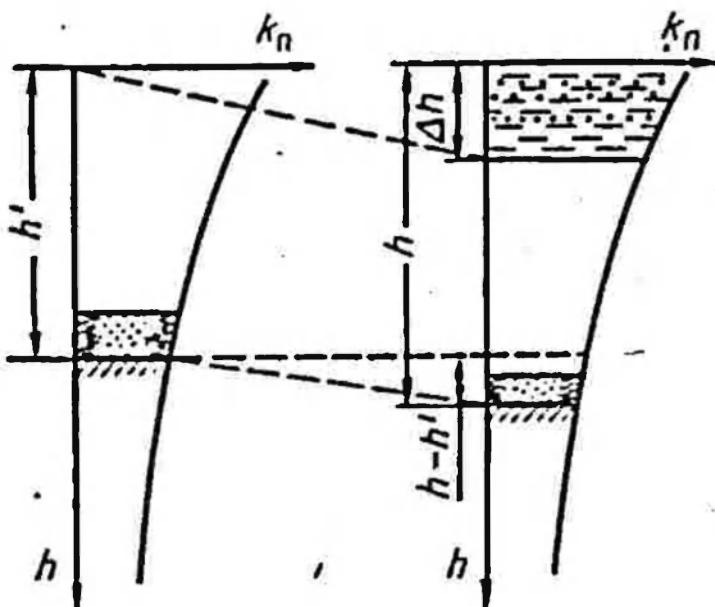


Рис. 10. Схема к определению линейной скорости фильтрации воды в процессе уплотнения осадков

дошвы изучаемого коллектора сложен литологически однородной толщей пород, например глинами и аргиллитами. Это предположение существенно облегчает последующее решение задачи, а для ряда разрезов, характеризующих бассейн с преимущественно элизионным напором вод (например, Западно-Кубанский прогиб), оно близко к действительности.

Таким образом, если за время ΔT отложилось Δh новообразований, то скорость осадконакопления $\Phi = \Delta h / \Delta T$. За это же время подошва залежи, которая в момент $\Delta T = 0$ находилась на глубине h' , погрузится до современной глубины h (см. рис. 10). Ясно, что $h - h' < \Delta h$ вследствие уплотнения пород, слагающих разрез. Можно оценить количество воды, отжатой из уплотненных пород за время T при скорости осадконакопления Φ :

$$\Delta V_\Phi = -S \left(\int_{h'}^{\infty} k_p dh - \int_h^{\infty} k_p dh \right) = S \int_h^{h'} k_p dh. \quad (1.13)$$

Учитывая литологическую однородность условного разреза, введем понятие средней пористости пород в интервале $h - h'$:

$$k_{n, \text{ср}} = \frac{1}{h-h'} \int_h^{h'} k_n dh. \quad (I.14)$$

Тогда уравнение (I.13) можно записать

$$\Delta V_\phi = S k_{n, \text{ср}} (h - h'). \quad (I.15)$$

Этот объем воды вычислен по уменьшению объема пор с помощью кривой, полученной при изучении кернов пород в атмосферных условиях. Необходимо учесть, что за счет общего погружения пород под действием массы новообразований одновременно с уменьшением объема порового пространства происходит дополнительный нагрев воды. Последнее приводит к расширению воды.

$$\Delta V_t = \alpha_t S (h - h') k_{n, \text{ср}} \Gamma (h - h'), \quad (I.16)$$

где α_t — коэффициент теплового расширения воды в $1/^\circ\text{C}$; Γ — геотермический градиент в $^\circ\text{C}/\text{м}$.

Тогда общее количество воды, отжатой из части разреза, расположенной ниже подошвы изучаемого коллектора,

$$\Delta V_\phi + \Delta V_t = S k_{n, \text{ср}} (h - h') [1 + \alpha_t \Gamma (h - h')]. \quad (I.17)$$

Вертикальная составляющая q_v линейной скорости восходящей фильтрации на уровне подошвы коллектора, обусловленная уплотнением нижележащих осадочных пород при их погружении за время ΔT и термическим расширением отжатых флюидов, может быть найдена так:

$$q_v = \alpha \frac{(\Delta V_\phi + \Delta V_t)}{\Delta T S} = \alpha k_{n, \text{ср}} \Phi' [1 + \alpha_t \Gamma (h - h')], \quad (I.18)$$

где $\Phi' = \frac{h-h'}{\Delta T}$ — скорость погружения осадков на глубине h ; α — коэффициент, показывающий, какая часть общего объема отжатой из породы воды фильтруется вертикально через покрышку ($\alpha \rightarrow 1$ на глубине в мощных глинистых толщах, $\alpha \rightarrow 0$ вблизи поверхности при наличии горизонтов, хорошо дренируемых на большой площади).

Если принять, что коэффициент необратимого уплотнения осадочных пород слабо изменяется с глубиной, как

это было показано в работе [31] для глинистых отложений, то можно прийти к соотношению

$$\frac{\varphi'}{\varphi} = \frac{h - h'}{\Delta h} \approx \frac{k_n^h}{k_n^{h=0}} \approx v(h). \quad (1.19)$$

Величина $v(h) = 1$ вблизи поверхности и $v(h) \rightarrow 0$ на большой глубине, где $k_n^h \rightarrow 0$ (рис. 11).

С учетом выражения (1.19) уравнение (1.18) примет вид:

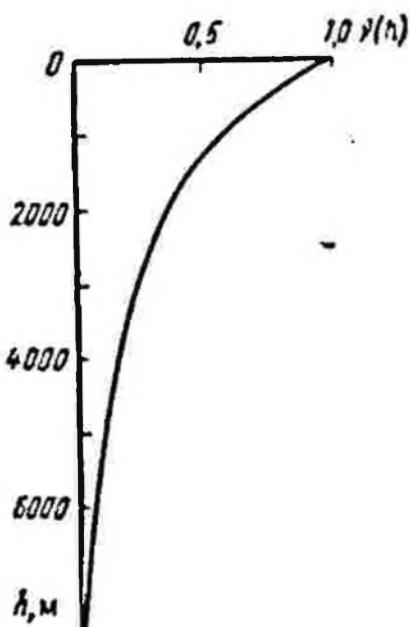
$$q_v = [1 + \alpha_t \Gamma \Delta h v(h)] \alpha k_{n, cp} v(h) \varphi. \quad (1.20)$$


Рис. 11. Схематическая зависимость изменения коэффициента уплотнения пород $v(h)$ с увеличением глубины h

С помощью соотношения (1.20) оценим роль теплового расширения элизионных вод в процессе погружения осадков. Для этого примем $\alpha_t = 50 \cdot 10^{-6} 1/^\circ C$; $\Gamma = 3 \cdot 10^{-2} ^\circ C/m$; $\Delta h = 10^3$ м; $v(h) < 1$. Тогда произведение $\alpha_t \Gamma \Delta h v(h) < 0,015$. Это значительно меньше единицы. Таким образом, влиянием теплового расширения фильтрующихся элизионных вод можно пренебречь. Тогда уравнение (1.20) запишется в более простой форме

$$q_v \approx \alpha k_{n, cp} v(h) \varphi. \quad (1.21)$$

Аналогичным путем можно показать, что термическое расширение пластовой воды, нефти и газа, находящихся в коллекторе при погружении его на глубину $h - h'$ (см. рис. 10), также существенно не изменит результатов выполненной оценки. Нефть и газ не будут являться препятствием для восходящей фильтрации элизионных вод, поскольку фазовая проницаемость для воды в нефте- или газонасыщенному коллекторе, как бы она не была мала, выше водопроницаемости покрышек над залежами с АВПД. Свободная и рыхлосвязанная вода в продуктивных коллекторах имеет значение буфера, не позволяющего повышать пластовое давление в коллекторе за счет теплового расширения углеводородов. Исключение, по-видимому, составляют коллекторы, в которых вся пластовая

вода при пластовой температуре находится в прочносвязанном состоянии. В этих условиях проницаемость коллектора для восходящих фильтрационных вод может быть близка к нулю, и решающее значение в создании АВПД начинает принадлежать тепловому расширению нефти или газа, которое происходит при погружении осадков.

Такого рода залежи характеризуются практически безводной эксплуатацией в течение большого периода разработки. Вероятно к этому случаю близки залежи нефти, встречающиеся в баженовских аргиллитах Салымского района Западной Сибири. Однако подобные условия скорее являются исключением из общего механизма образования АВПД.

5. ВОДОПРОНИЦАЕМОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД-ПОКРЫШЕК

Для оценки величин коэффициента водопроницаемости глинистых пород-покрышек в разрезах, содержащих коллекторы с аномальным давлением, воспользуемся уравнением Дарси (I.12) и выражением для избыточной скорости фильтрации воды при уплотнении осадочных пород. Избыточная фильтрация воды через глинистые породы будет происходить под действием аномально высокого пластового давления, которое создается в случае, когда наблюдаемая скорость осадкопакопления φ превышает некоторое критическое значение φ_{kp} . Преобразуем для этого условия уравнение (I.21), чтобы определить избыточную скорость фильтрации воды под действием АВПД:

$$\Delta q_b = \alpha k_{n, cp} v(h) (\varphi - \varphi_{kp}). \quad (I.22)$$

При подстановке выражения (I.22) в уравнение (I.12) получим:

$$\alpha k_{n, cp} v(h) (\varphi - \varphi_{kp}) = \frac{k_{pr, n}}{\mu_n} \frac{(p_{cp} - p_n)}{\Delta h_n}.$$

Отсюда коэффициент фильтрации воды через глинистую породу-покрышку

$$\frac{k_{pr, n}}{\mu_n} = \frac{\alpha k_{n, cp} v(h) \Delta h_n}{g \delta_b h (K_a - 1)} (\varphi - \varphi_{kp}), \quad (I.23)$$

где $K_a = p_{cp}/p_n$ — коэффициент аномальности порового давления; $p_n = g \delta_b h$ — нормальное гидростатическое поровое давление; h — глубина до подошвы покрышки.

Таблица

Значения коэффициентов фильтрации и проницаемости глинистых покрышек

Площадь	Номер скважины	Интервал залегания покрышки в зоне АШПД, м	Возраст покрышки	K_a на глубине подошвы покрышки	$\Delta h_n \cdot 10^{-6}$ см	$k_{\text{пр.п.}}$	μ_p	$k_{\text{упр.п.}} \cdot 10^{-6} \text{ д}$
Краснодарская	1	2100—3300	P_3-N_1	1,80	1,20	1,42	0,53	
Ново-Дмитриевская	14	1590—2510	P_3-N_1	1,30	0,95	3,25	1,38	
То же	22	1900—2850	P_2-N_1	1,30	0,95	1,91	0,76	
"	34	1900—2850	P_2-N_1	1,31	0,95	2,20	0,88	
"	40	1820—2820	P_2-N_1	1,28	1,00	2,48	0,99	
"	50	1900—2860	P_2-N_1	1,29	0,96	1,77	0,71	
"	123	1900—2640	P_2-N_1	1,33	0,74	1,73	0,71	
"	124	1700—2650	P_2-N_1	1,29	0,95	2,54	1,05	
"	250	1620—2570	P_2-N_1	1,36	0,95	1,87	0,80	
"	275	1800—2880	P_2-N_1	1,36	1,08	1,90	0,76	
Северская	1	4320—5320	P_2-P_3	1,50	1,00	0,16	0,05	
Восточно-Аппонская	1	2360—4460	P_3-N_1	1,90	2,10	0,44	0,145	
Восточно-Северская	52	1850—2850	P_2-N_1	1,30	1,00	2,17	0,87	
То же	59	1810—2810	P_2-N_1	1,35	1,00	1,83	0,73	
Медведовская	1	3300—4300	K_1-P_1	1,07	1,00	0,182	0,062	
"	2	3190—4190	K_1-P_1	1,60	1,00	0,235	0,082	
Южно-Адрессанская	3	2760—3860	P_2-N_1	1,96	1,10	0,418	0,149	
Левкинская	35	2890—4140	P_2-P_3	1,81	1,25	0,26	0,091	
"	60	2000—4600	P_2-P_3	1,71	2,60	0,361	0,117	
"	85	2390—4390	P_2-P_3	1,85	2,00	0,24	0,079	
"	90	2350—4350	P_2-P_3	1,85	2,00	0,27	0,09	

Значения $p_{ср}$ и p_* должны быть приведены к какой-либо одной отметке для исключения влияния пьезометрического эффекта. Все величины, стоящие в правой части уравнения (1.23), могут быть определены по результатам геологического и геофизического изучений разрезов конкретных скважин, где проведены измерения пластового давления. Такие определения были выполнены по 21 скважине ряда месторождений Западно-Кубанского прогиба, имеющих залежи с аномально высоким давлением флюидов (табл. 1).

Мощность глинистых пород-покрышек, имеющих аномальное поровое давление, найдена по данным изучения удельного электрического сопротивления глинистых пород с помощью электрометрии скважин. По фактической кривой изменения пористости глинистых пород с глубиной, полученной для пород Западно-Кубанского прогиба, в интервале $h - h'$ определены средневзвешенные значения пористости. Величина h' вычислялась как разность $h - \Delta h v \times (h)$. Для залежей с АВПД, залегающих на больших глубинах в мощной толще глинистых пород, коэффициент α в уравнении (1.23) принят равным единице.

Ниже будет показано, что залежь с АВПД не может существовать долгое время без непрерывного пополнения упругой энергии пласта за счет вертикальной фильтрации флюидов. Поэтому современные значения аномальных пластовых давлений обусловлены новейшими тектоническими движениями земной коры. Исходя из этого положения, при определении коэффициента фильтрации воды через глинистые породы-покрышки в пределах Западно-Кубанского прогиба использовалась скорость осадкообразования φ в плиоценовое и четвертичное время. За величину Φ_{kp} была принята средняя скорость $\Phi_{kp} = 10 \text{ м}/\text{млн. лет}$, полученная путем приближенной экстраполяции зависимости $K_a = f(\varphi)$ (рис. 12).

На рис. 13 показаны результаты изучения коэффициента фильтрации воды через породы-покрышки от нижнемелового до миоценового возрастов (см. табл. 1). Как видно, в интервале глубин 2500—5500 м имеется тесная связь между коэффициентом фильтрации воды через глинистые покрышки и современной глубиной их залегания. Эта зависимость описывается эмпирическим уравнением

$$\frac{k_{пр, п}}{\mu_p} = \frac{2,2 \cdot 10^{-6}}{h^{4,5}}, \quad (1.24)$$

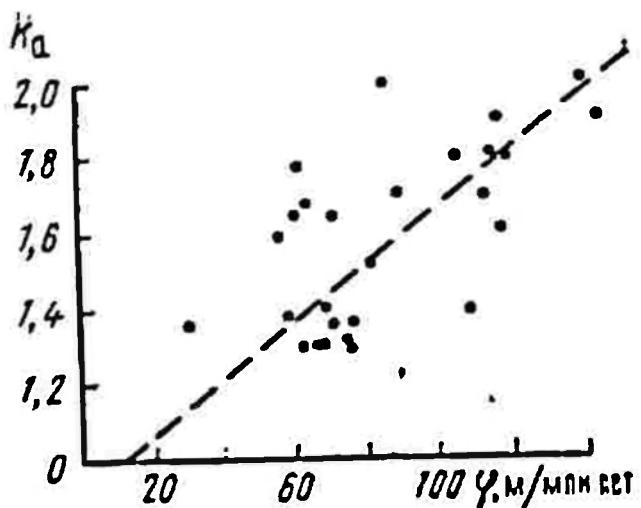


Рис. 12. Статистическая зависимость между коэффициентом аномальности K_a и скоростью осадкоакопления пород ϕ в Западно-Кубанском прогибе

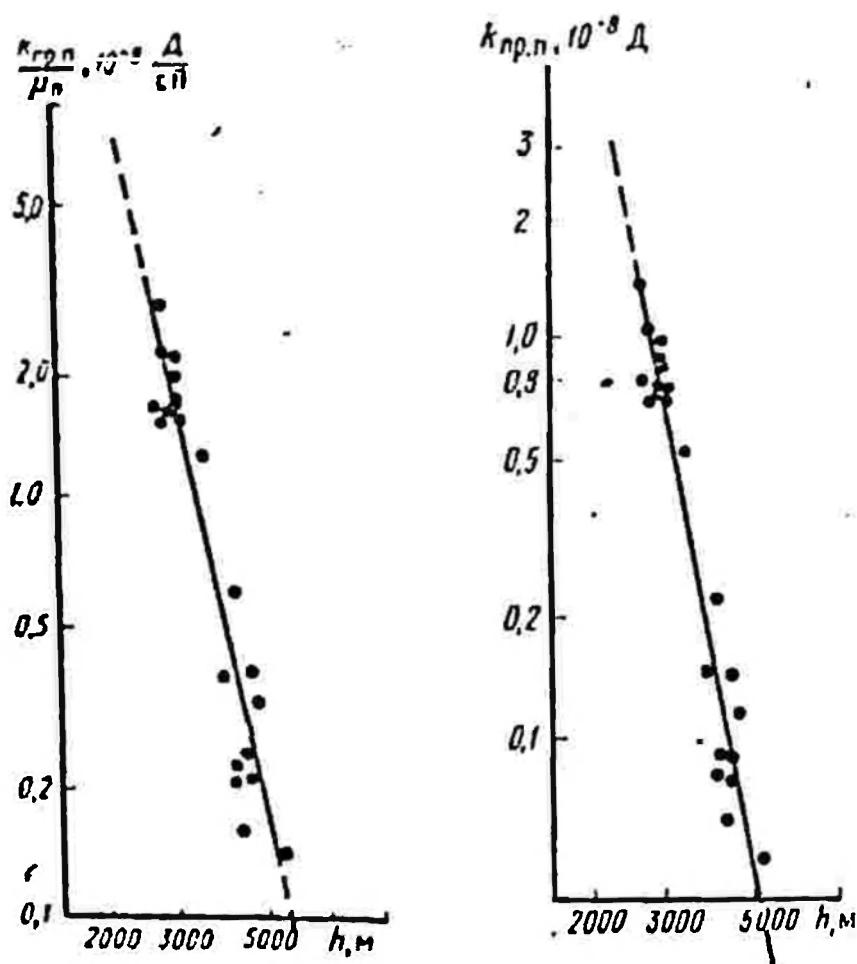


Рис. 13. Изменение коэффициента фильтрации $k_{\text{пр.п.}} / \mu_p$ воды через глинистые породы-покрышки Западно-Кубанского прогиба от глубины их залегания h

Рис. 14. Изменение коэффициента водопроницаемости $k_{\text{пр.п.}}$ глинистых пород-покрышек Западно-Кубанского прогиба от глубины их залегания h

где $2,2 \cdot 10^{-6}$ — постоянный коэффициент; величина $k_{\text{пр.п}}/\mu$, дана в Д/сП, глубина покрышки h — в км.

На рис. 14 представлена зависимость коэффициента водопроницаемости глинистых пород-покрышек по данным тех же скважин (см. табл. 1). При вычислении водопроницаемости предполагалось, что динамическая вязкость пластовой воды в порах покрышки равна вязкости свободной пластовой воды при температуре пласта. Возможно, что это предположение и не является строгим. Однако оно дает возможность оценить порядок коэффициента водопроницаемости глинистых пород-покрышек методом, отличающимся по своей сути от лабораторного.

Зависимость коэффициента водопроницаемости (в Д) глинистых пород-покрышек в том же интервале глубин (в км) описывается эмпирическим уравнением

$$k_{\text{пр.п}} = \frac{1,4 \cdot 10^{-6}}{h^6}, \quad (1.25)$$

где $1,4 \cdot 10^{-6}$ — постоянный коэффициент.

Таким образом, глинистые породы-покрышки от нижне-мелового до миоценового возрастов, залегающие над залежами флюидов с аномально высоким давлением, закономерно уменьшают проницаемость от $1,0 \cdot 10^{-8}$ Д на глубине 2500 м до $5 \cdot 10^{-10}$ Д на глубине 5500 м. Столь низкое значение коэффициентов проницаемости экспериментально удается измерить лишь по газу. По данным А. А. Ханина [95], породы с такой газопроницаемостью относятся к покрышкам с высокой и весьма высокой экранирующей способностью (группы А и В). Совпадение числовых значений коэффициентов проницаемости, определенных двумя различными способами, положительно характеризует предложенную в настоящей главе методику определения водопроницаемости глинистых пород в естественном залегании.

Произведем еще одну проверку этой методики путем теоретической оценки нижнего предела величины коэффициента проницаемости глинистых пород с использованием данных об адсорбционных способностях глинистых минералов. Для этого примем следующую модель глинистой породы.

Будем считать, что на больших глубинах в условиях высоких температур, где достигается высокая уплотненность глинистых пород, в последних стирается грань между свободной и рыхлосвязанной водой. Допустим, что

прочносвязанная вода глинистых минералов по своей природе относится к кристаллизационной воде поверхности филлогидратов этих минералов и при расчете пористости исключается из общего влагосодержания глины [56]. Кроме того, положим, что самое низкое (минимальное) значение коэффициент проницаемости имеет в чистых, однородных, тонкодисперсных глинах, сохранивших монослой свободной воды между твердыми поверхностями глинистых минералов. В этих условиях при наличии свободной воды между твердыми поверхностями глина еще сохраняет пластичность, достигая наибольшего уплотнения. При более глубокой стадии дегидратации глинистая порода теряет пластичность, приобретает хрупкость и увеличивает проницаемость за счет появления трещиноватости.

Минимальный коэффициент пористости $k_{n, \min}$ модели глинистой породы, характерной для перечисленных условий предельного состояния,

$$k_{n, \min} = b_k \frac{S_a}{2}, \quad (I.26)$$

где S_a — удельная адсорбционная поверхность глинистой породы в cm^{-2} ; b_k — толщина монослоя воды (кинетический диаметр молекулы воды) в см.

Величина

$$S_a = \frac{Q(1 - k_{n, \min})\delta_m}{\sigma}, \quad (I.27)$$

где Q — обменная адсорбционная емкость породы в $(\text{мг}\cdot\text{экв})/\text{г}$; δ_m — минеральная плотность породы в $\text{г}/\text{см}^3$; σ — плотность заряда двойного слоя в $(\text{мг}\cdot\text{экв.})/\text{см}^2$.

Подставим соотношение (I.27) в выражение (I.26) и решим его относительно $k_{n, \min}$:

$$k_{n, \min} = \frac{\frac{b_k Q \delta_m}{2\sigma}}{1 + \frac{b_k Q \delta_m}{2\sigma}}. \quad (I.28)$$

Если принять $b_k = 3 \cdot 10^{-8} \text{ см}$; $\sigma = 5 \cdot 10^{-8} (\text{мг}\cdot\text{экв.})/\text{см}^2$; $\delta_m = 2,75 \text{ г}/\text{см}^3$, то уравнение (I.28) упростится

$$k_{n, \min} = \frac{0,82Q}{1 + 0,82Q}. \quad (I.29)$$

Обменная адсорбционная емкость Q глинистых пород изменяется в широких пределах: от $4 \cdot 10^{-3}$ (мг·экв.)/г для каолинита до $160 \cdot 10^{-3}$ (мг·экв.)/г для монтмориллонита. Причем отмечено [77], что если значения адсорбционной емкости каолинита, вычисленные по данным адсорбции паров воды, метиленового голубого и газа криптона, мало различаются, то адсорбционная емкость Na- и Ca-монтмориллонита по криптону оказывается примерно в 5 раз ниже, чем по адсорбции воды и метиленового голубого. Это объясняется тем, что адсорбция крип-

Рис. 15. Теоретическая кривая изменения «минимального» коэффициента пористости $k_{\text{п. min}}$ пластичных глинистых пород в зависимости от обменной адсорбционной емкости Q



тона, имеющего достаточно большую молекулу, зависит от величины внешней поверхности глинистых минералов, в то время как на адсорбцию воды или метиленового голубого влияет также внутренняя поверхность монтмориллонита. В нашем расчете представляет интерес именно внешняя поверхность глинистых минералов. Поэтому при определении $k_{\text{п. min}}$ по формуле (I.29) для монтмориллонита мы уменьшили в 5 раз максимальное значение Q , полученное путем адсорбции метиленового голубого.

На рис. 15 показано изменение минимального коэффициента пористости пластичных глинистых пород в зависимости от обменной адсорбционной емкости, определенной традиционным способом (адсорбция паров воды или метиленового голубого). Чистые глинистые породы, имеющие коэффициент пористости ниже показанного на рис. 15 предела, приобретают хрупкость и снижают свои экранирующие свойства.

Для определения наименьшей величины коэффициента проницаемости представим глинистую породу в виде модели с системой трещин в трех взаимно перпендикулярных направлениях. По Е. С. Ромму [83], для такой модели

$$k_{\text{пр. min}} = 5,63 \cdot 10^6 b_k^2 k_{\text{п. min}}. \quad (I.30)$$

Если подставить в равенство (I.30) для монослоя воды $b_k = 3 \cdot 10^{-6}$ см, получим:

$$k_{\text{пр. min}} = 51 \cdot 10^{-10} k_{\text{п. min}}. \quad (I.31)$$

Таблица 2

Теоретическая оценка нижнего предела величины коэффициента проницаемости глинистых покрышек

Параметры	Группы	
	гидрослюдистые	монтмориллонитовые
$Q, 10^{-2}$ (мг·экв)/г	5—20	20—150
$k_{\text{п.тп.}}, \%$	4—10	10—20
$k_{\text{пр.тп.}}, 10^{-10} \text{Д}$	2—5	5—10

С помощью уравнения (1.31) можно приближенно оценить нижний предел величины коэффициента проницаемости глинистых пород. Результаты вычисления приведены в табл. 2.

Следует заметить, что наиболее низкое значение коэффициента водопроницаемости глинистой породы-покрышки, определенное в конкретной скважине на глубине 5500 м по описанной выше методике, составило $5 \cdot 10^{-10}$ Д, что хорошо согласуется с приведенной выше теоретической оценкой. Таким образом, величины коэффициентов проницаемости глинистых пород-покрышек, определенные по газу и вычисленные теоретически, удовлетворительно согласуются с результатами вычисления водопроницаемости пород-покрышек в естественном залегании по предлагаемой методике. Возможность оценки проницаемости пород-покрышек в естественном залегании на значительной территории имеет большое значение при рассмотрении вопросов миграции и аккумуляции нефти и газа.

Как показано выше, в разрезе Западно-Кубанского прогиба в чистых тонкодисперсных глинистых породах шиженемелового — миоценового возрастов могут формироваться покрышки с высокой и весьма высокой экранирующей способностью (группы А и В по А. А. Ханину), коэффициент водопроницаемости которых в зависимости от глубины залегания уменьшается от $1,0 \cdot 10^{-8}$ Д на глубине 2500 м до $5 \cdot 10^{-10}$ Д на глубине 5500 м. Покрышки указанных групп являются практически непроницаемыми для свободных углеводородов (газ или нефть), а также имеют очень низкий коэффициент диффузии (порядок $10^{-9} - 10^{-7}$ см²/с), не позволяющий предположить наличие

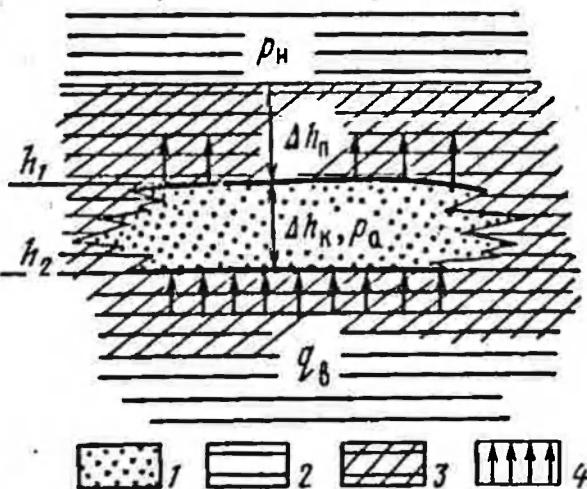
существенного переноса углеводородов диффузией. Однако, вероятно, эти же покрышки допускают миграцию через них углеводородов в водорастворенном виде.

6. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ СОХРАНЕНИЯ АВПД

Рассмотрим модель замкнутого резервуара с аномально высоким пластовым давлением (рис. 16). Литологически экранированный коллектор (лиза) мощностью Δh_n , имеющий аномально высокое давление флюида, перекрыт глинистой толщой. Глинистые породы, расположенные непосредственно над коллектором мощностью

Рис. 16. Схема литологически экранированного коллектора с аномально высоким пластовым давлением.

1 — песчаник; 2 — глина с нормальным гидростатическим давлением поровой жидкости; 3 — то же, с аномально высоким давлением поровой жидкости; 4 — направление элизионной фильтрации в глинистой толще



Δh_n , обладают наиболее высокими экранирующими свойствами, имеют в порах повышенное давление флюида и контролируют экранирующую способность всей покрывающей глинистой толщи. Выше уже было показано, что эта наиболее активная часть глинистой породы-покрышки может быть выделена по геофизическим методам исследования скважин.

Оценим время, в течение которого произойдет снижение пластового давления в указанном коллекторе за счет ухода пластовой воды только через его кровлю. Возможная фильтрация флюида из коллектора через подошву залежи лишь ускорит снижение давления. Как и ранее, будем считать, что фазовая проницаемость породы-покрышки и подстилающих глинистых пород для свободных углеводородов значительно ниже фазовой проницаемости для воды. Одновременно через подошву залежи в коллектор поступает вода в результате вертикальной миграции. В процессе уплотнения нижележащей толщи осадочных

пород. Чтобы решить задачу¹, воспользуемся дифференциальным уравнением Фурье для неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации упругой жидкости через упругую среду:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial h^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial T}, \quad (I.32)$$

где p — давление флюида в залежи на глубине h ; T — время; χ — коэффициент пьезопроводности коллектора, имеющего коэффициенты проницаемости k_{np} , пористости k_1 , сжимаемости пор в условиях весьма медленных деформаций $\beta_a(\tau, t)$ (точнее, коэффициент необратимого уплотнения [31]), τ — продолжительность деформации; t — температура, сжимаемость пластовой жидкости β_{jk} и ее вязкость μ ;

$$\chi = \frac{k_{np}}{\mu k_p [\beta_a(\tau, t) + \beta_{jk}]}.$$

Уравнение (I.32.) решим для следующих условий.

1. В начальный момент времени $T = 0$ аномальное давление жидкости в пласте постоянное и равно p_a .

2. Средняя величина пластового давления в коллекторе мощностью $\Delta h_k = h_2 - h_1$ в любой момент времени определяется выражением

$$p_{cp} = \frac{1}{\Delta h_k} \int_{h_1}^{h_2} p dh.$$

3. Избыточная линейная скорость фильтрации жидкости, поступающей в пласт через его подошву за счет уплотнения нижележащих пород,

$$\Delta q_n = \frac{k_{np}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial h} \Big|_{h=h_2}.$$

4. Эвакуация избыточной жидкости из пласта происходит только через его кровлю, причем в силу неразрывности фильтрации на этой границе сохраняется равенство линейных скоростей в пласте и породе-покрышке

$$\frac{k_{np}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial h} \Big|_{h=h_1} = \frac{k_{np,n}}{\mu_n} \left[\frac{(p_{cp} - p_n)}{\Delta h_n} - G_0^* \right]_{h=h_1},$$

¹ Указанная задача решена совместно с М. А. Гусейн-Заде.

где $k_{\text{пр.п}}$, $\mu_{\text{п}}$ — соответственно коэффициент проницаемости породы-покрышки и вязкость жидкости в ее порах; $\Delta h_{\text{п}}$ — мощность породы-покрышки, содержащей повышенное давление жидкости в порах.

Пронтегрируем правую и левую части уравнения (I.32) с отнесением интеграла к единице мощности коллектора:

$$\frac{1}{\Delta h_{\text{K}}} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial^2 p}{\partial h^2} dh = \frac{1}{\Delta h_{\text{K}} \kappa} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial p}{\partial T} dh. \quad (\text{I.33})$$

Вычислим левую и правую части уравнения (I.33), привлекая для этого граничные и начальные условия:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta h_{\text{K}}} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial^2 p}{\partial h^2} dh = \\ & = \frac{1}{\Delta h_{\text{K}}} \left[\frac{\Delta q_{\text{в}} \mu}{k_{\text{пр}}} - \frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}}} \frac{\mu}{\mu_{\text{п}}} \left(\frac{p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}}{\Delta h_{\text{п}}} - G_0^* \right) \right]; \quad (\text{I.34}) \\ & \frac{1}{\Delta h_{\text{K}} \kappa} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial p}{\partial T} dh = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial}{\partial T} \left[\frac{1}{\Delta h_{\text{K}}} \int_{h_1}^{h_2} p dh \right] = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p_{\text{ср}}}{\partial T}. \end{aligned}$$

(I.35)

Приравняем выражения (I.34) и (I.35) и подставим в полученное равенство значения κ :

$$\begin{aligned} & \frac{\partial p_{\text{ср}}}{\partial T} + \frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}} k_{\text{п}} [\beta_{\text{п}}(\tau, t) + \beta_{\text{ж}}] \Delta h_{\text{K}} \Delta h_{\text{п}}} (p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}) = \\ & = \frac{1}{k_{\text{п}} [\beta_{\text{п}}(\tau, t) + \beta_{\text{ж}}] \Delta h_{\text{K}}} \left(\Delta q_{\text{в}} + \frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}}} G_0^* \right). \quad (\text{I.36}) \end{aligned}$$

Интегрирование уравнения (I.36) позволяет получить выражение для определения времени снижения пластового давления в общем виде с учетом восходящей фильтрации и начального градиента

$$\begin{aligned} T = & \frac{k_{\text{п}} [\beta_{\text{п}}(\tau, t) + \beta_{\text{ж}}] \Delta h_{\text{K}}}{\frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}} \Delta h_{\text{п}}}} \times \\ & \times \ln \frac{\frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}}} \left(\frac{p_{\text{а}} - p_{\text{н}}}{\Delta h_{\text{п}}} - G_0^* \right) - \Delta q_{\text{в}}}{\frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_{\text{п}}} \left(\frac{p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}}{\Delta h_{\text{п}}} - G_0^* \right) - \Delta q_{\text{в}}}. \quad (\text{I.37}) \end{aligned}$$

Решение уравнения Фурье для неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации, представленной формулой (I.37), показывает, что время снижения аномального давления в гидравлически изолированном коллекторе в общем случае тем больше, чем меньше коэффициент фильтрации породы-покрышки $k_{\text{пр.п}}/\mu_n$, чем больше мощность покрышки Δh_n , чем больше мощность коллектора Δh_k , имеющего аномальное давление, и чем выше запас упругой энергии в этом коллекторе $k_n [\beta_n(t, t) + \beta_{jk}]$. Кроме того, время существования АВПД в пласте зависит от соотношения скорости восходящей фильтрации вод q_n и пропускной способности породы-покрышки. Полученное выражение весьма логично и может быть использовано для численной оценки времени существования залежи. Для этого необходимо количественно оценить некоторые из параметров, входящих в уравнение (I.37).

Равенству (I.37) можно придать более определенный вид, если учесть полученное для скорости фильтрации выражение (I.22) и что $(G_0^* \ll (p_{\text{ср}} - p_n)/\Delta h_n)$:

$$T = \frac{k_n [\beta_n(t, t) + \beta_{jk}] \Delta h_k}{k_{\text{пр.п}} \mu_n \Delta h_n} \times \\ \times \ln \frac{\frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_n} \left(\frac{p_n - p_{\text{ср}}}{\Delta h_n} \right) - \alpha k_{n, \text{ср}} v(h) (\varphi - \varphi_{\text{кр}})}{\frac{k_{\text{пр.п}}}{\mu_n} \left(\frac{p_{\text{ср}} - p_n}{\Delta h_n} \right) - \alpha k_{n, \text{ср}} v(h) (\varphi - \varphi_{\text{кр}})} . \quad (I.38)$$

На рис. 17 представлены кривые для определения времени существования залежей с АВПД в зависимости от коэффициента водопроницаемости породы-покрышки и скорости осадконакопления, рассчитанные по формуле (I.38). При вычислении кривых палетки использовались геологические параметры, типичные для эоцен-олигоценовых и шунгитемеловых отложений Западно-Кубанского прогиба: $h = 3000$ м; $\Delta h_k = 100$ м ($0,1 \cdot 10^3$ см); $\Delta h_n = 0,3 \cdot 10^3$ см; $\beta_n(t, t) = 20 \cdot 10^{-4}$ см 2 /кгс; $\beta_{jk} = 0,4 \times 10^{-4}$ см 2 /кгс; $k_n = 20\%$; $p_n = 1,6 p_{\text{ср}}$, нижнее значение $p_{\text{ср}} = 1,02 p_n$.

На рис. 17 выше оси абсцисс нанесены средние значения коэффициента водопроницаемости глинистых пород-покрышек для некоторых структур Западно-Кубанского прогиба, содержащих пласты с АВПД. Показаны также величины $k_{\text{пр.п.}}$ «идеальной» глинистой

породы-покрышки с минимально возможными $k_{\text{пр.п}}$ и предположительная область значений $k_{\text{пр.п}}$ солевых пород-покрышек, проницаемость которых может быть обусловлена слабой глинистостью солевой толщи.

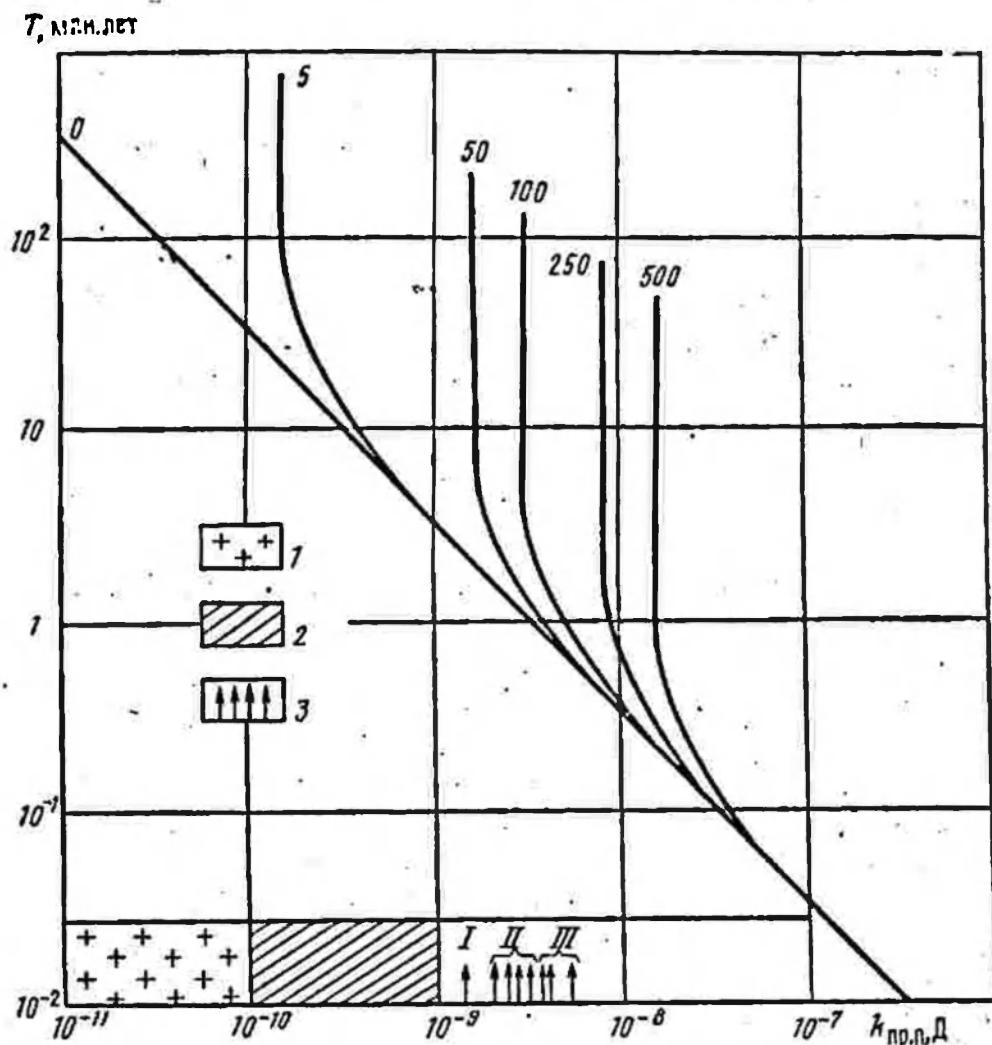


Рис. 17. Палетка для определения времени существования залежей с АВПД.

1 — предположительная область значений $k_{\text{пр.п}}$ слабоглинистых солевых пород-покрышек; 2 — область минимально возможных значений $k_{\text{пр.п}}$ «идеальной» глинистой породы-покрышки; 3 — средние значения $k_{\text{пр.п}}$ глинистых пород-покрышек для площадей: I — Медведовской, II — Левкинской, III — Ново-Дмитриевской; параметр кривых — скорость осадкоакопления $\Phi - \Phi_{\text{кр}}$, м/млн. лет

Из рис. 17 следует, что лучшие из существующих пород-покрышек в Западно-Кубанском прогибе могли бы удержать АВПД в залежи без пополнения запаса жидкости за счет вертикальной миграции элизионных вод ($\Phi - \Phi_{\text{кр}} = 0$) всего в течение 0,4 — 4,0 млн. лет. Глинистые породы-покрышки, обладающие теоретически ми-

нимальной водопроницаемостью $(2 - 5) \cdot 10^{-10}$ Д, при тех же условиях могли бы удержать аномальное давление в залежи в течение не более 10 млн. лет. Только при поддержании скорости осадконакопления $\Phi - \Phi_{kp} = 40 - 300$ м/млн. лет породы-покрышки с $k_{pr,p} = 10^{-9} - 10^{-8}$ Д могут удерживать аномальное пластовое давление до тех пор, пока не наступит перерыв в осадконакоплении. За время перерыва в осадконакоплении движение элизионных вод затухает и аномально высокое давление жидкости в залежи снижается до нормального гидростатического в течение времени, меньшего 10 млн. лет. По-видимому, лишь массивные соляные покрышки являются исключением из этого правила. Вследствие возможной чрезвычайно низкой водопроницаемости соленосных толщ гидравлически изолированные залежи с АВПД под ними могут существовать десятки и даже сотни миллионов лет без пополнения пластовой энергии.

Подведем итоги выполненной оценки времени сохранения залежей с АВПД, перекрытых глинистыми породами-покрышками.

1. Аномально высокое давление пластовой жидкости в пласте сохраняется тем дольше, чем ниже коэффициент проницаемости покрышки. Как свидетельствуют экспериментальные исследования сухих глинистых пород [95], наиболее низкие значения коэффициента проницаемости по газу имеют порядок 10^{-9} Д. Теоретически самое низкое значение коэффициента проницаемости по воде для однородных глин находится в пределах $10^{-10} - 10^{-9}$ Д. Если использовать среднее из этих значений, равное $0,5 \cdot 10^{-9}$ Д, то согласно уравнению (1.38) в геологических условиях, типичных, например, для Западно-Кубанской впадины, при отсутствии избыточного притока жидкости в пласт ($\Phi < \Phi_{kp}$) аномально высокое пластовое давление может сохраняться в течение не более 10 млн. лет.

Приведенный пример показывает, что аномально высокие пластовые давления, существующие в настоящее время в песчано-глинистых породах различного возраста, обусловлены влиянием новейших тектонических движений земной коры в четвертичное и возможно в плиоценовое время. Аномальные пластовые давления, сформированные в более раннем геологическом возрасте, вряд ли могли сохраняться до настоящего времени из-за прерывистого характера осадконакопления, наиболее часто наблюдаемого в природе.

2. Залежь с АВПД может существовать бесконечно долго ($T \rightarrow \infty$), если происходит непрерывная компенсация расхода жидкости через породу-покрышку притоком жидкости за счет вертикальной фильтрации флюидов. Это условие на основе уравнения (I.38) можно записать так:

$$\alpha k_{n, cp} v(h) (\varphi - \varphi_{kp}) = \frac{k_{pr, n}}{\mu_n} \left(\frac{p_{cp} - p_n}{\Delta h_n} \right). \quad (I.39)$$

Отсюда требуемое для сохранения АВПД значение скорости осадконакопления можно оценить следующим образом:

$$(\varphi - \varphi_{kp}) = \frac{k_{pr, n}}{\mu_n} \left(\frac{p_{cp} - p_n}{\Delta h_n} \right) \frac{1}{\alpha k_{n, cp} v(h)}. \quad (I.40)$$

Чем выше требуемое значение φ , тем условия для сохранения АВПД менее подходящи. При $\varphi < \varphi_{kp}$ аномально высокие давления сохраняться не будут или будут существовать очень короткое время. Другими словами, в этом случае также возникают условия, неблагоприятные для поддержания АВПД.

Уравнение (I.40) показывает также, что образование АВПД на малых глубинах мало вероятно, так как еще не сформировались глинистые породы-покрышки низкой проницаемости. В этих случаях $k_{pr, n}/\mu_n$ велико и требуется чрезмерно большая скорость осадконакопления для того, чтобы выполнить условие (I.40). Некоторое исключение составляют глинистые породы-покрышки монтмориллонитового состава.

Мало вероятно также сохранение аномально высокого давления в залежах, находящихся на очень больших глубинах, где запас жидкости в порах осадочных пород невелик (низкие значения $k_{n, cp}, v(h) \rightarrow 0$), и вблизи хорошо дренируемых отложений ($\alpha \rightarrow 0$). По видимому, имеются какие-то оптимальные условия по глубине и уплотнению пород для возникновения АВПД в разрезе.

3. Согласно уравнению (I.38) время сохранения АВПД в пласте пропорционально сумме коэффициентов сжимаемости пористой среды и флюида, заполняющего поры. Поскольку коэффициент сжимаемости газа выше, чем нефти, то при прочих равных условиях аномальное давление в газовой залежи сохранится дольше, чем в нефтяной.

В заключение необходимо отметить, что основные закономерности, полученные исходя из анализа сохранения АВПД, могут быть применены и для выявления причин возникновения АВПД в сходных геологических условиях.

7. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ДО НАЧАЛА БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Прогнозирование зон высоких гидродинамических аномалий в разрезах, еще не вскрытых скважинами, имеет большое значение для ориентации поисков нефти и газа в изучаемом бассейне, поскольку с расположением пьезомаксимумов и пьезоминимумов в осадочных породах связано направление миграции углеродородов. Кроме того, такое прогнозирование важно при проектировании глубоких и сверхглубоких скважин для предотвращения возможных аварий, обусловленных вскрытием залежей с АВПД, и с целью ускорения процесса бурения.

Рассмотрим возможный метод прогнозирования зон высоких гидродинамических аномалий (пьезомаксимумов) в глинистых отложениях, слагающих осадочные бассейны с преимущественно эллиптической водонапорной системой, на примере Азово-Кубанской нефтегазоносной области. Для этого представим уравнение (I.23) в следующем виде:

$$K_s = \frac{p_s}{p_n} = 1 + \frac{\Delta h_n}{k_{\text{пр. п}} / \mu_n} \frac{\alpha k_{n, \text{ср}} v(h)}{g \delta_0 h} (\varphi - \varphi_{kp}). \quad (I.41)$$

В уравнении (I.41) выражение $\frac{\Delta h_n}{k_{\text{пр. п}} / \mu_n}$ определяет экранирующую способность породы-покрышки и зависит от ее мощности и коэффициента фильтрации. Дробь $[\alpha k_{n, \text{ср}} v(h)] / g \delta_0 h$ характеризует литологию разреза и глубину залегания изучаемого объекта, а разность $\varphi - \varphi_{kp}$ — скорость осадконакопления, необходимую для создания пьезомаксимума. Таким образом, уравнение (I.41) устанавливает количественную зависимость величины коэффициента аномальности от экранирующих свойств породы-покрышки, литологических характеристик разреза и тектонических особенностей изучаемого осадочного бассейна.

С помощью выражения (I.41) можно оценить экранирующую способность пород-покрышек различного возраста, вскрытых конкретными скважинами.

$$\frac{1}{\alpha} \frac{k_{\text{пр. п}}}{\mu_p \Delta h_p} = \frac{k_{\text{пр. спн}}(h)(\varphi - \varphi_{kp})}{p_h \left(\frac{p_a}{p_h} - 1 \right)}. \quad (1.42)$$

По формуле (1.42) в ряде скважин Западно-Кубанского прогиба с известными значениями коэффициента аномальности и скорости осадкообразования в плиоцен-четвертичное время рассчитаны коэффициенты, определяющие экранирующую способность пород-покрышек (рис. 18). Как видно из рис. 18, экранирующие свойства пород-покрышек от миоценового до нижнемелового возраста существенно зависят от глубины залегания. Можно также отметить, что экранирующая способность пород-покрышек миоценового возраста Северо-Крымской, Старо-Титаровской, Кудако-Киевской и Адагумской площадей, расположенных на глубинах менее 2500 м, отклоняется от общей закономерности. Это изменение закономерности вызвано увеличением содержания монтмориллонита в отложениях миоцена в западной части Западно-Кубанского прогиба [93]. По-видимому, высокими водоупорными свойствами глин можно объяснить наличие аномально высоких поровых давлений в этом районе на глубинах менее 2000 м.

Путем использования эмпирической зависимости, показанной на рис. 18, и формулы (I.41) построена палетка (рис. 19), связывающая коэффициент аномальности поровой воды в глинистых породах со скоростью осадконакопления в плиоцен-четвертичное время и глубиной залегания глинистой породы (для значений $\alpha = 1$). Пунктиром на палетке даны кривые, положение которых может уточняться при наличии дополнительных данных. Так, для западной части Западно-Кубанского прогиба, где, как указывалось ранее, глинистые породы имеют повышенное содержание монтмориллонита, кривая¹ с параметром $h = 1000$ м располагается на уровне кривой с параметром $h = 2000$ м, построенной для остальной части впадины. Другими словами, положение кривой с параметром $h = 2000$ м может изменяться на палетке в зависимости от литологии глинистых пород. Это свя-

¹ На рис. 19 эта кривая не показана.

зано с изменением экранирующей способности пород-покрышек, которая, как видно из рис. 18, на малых глубинах отклоняется от общей закономерности в зависимости от литологических особенностей глинистых пород. На больших глубинах литология глинистых пород

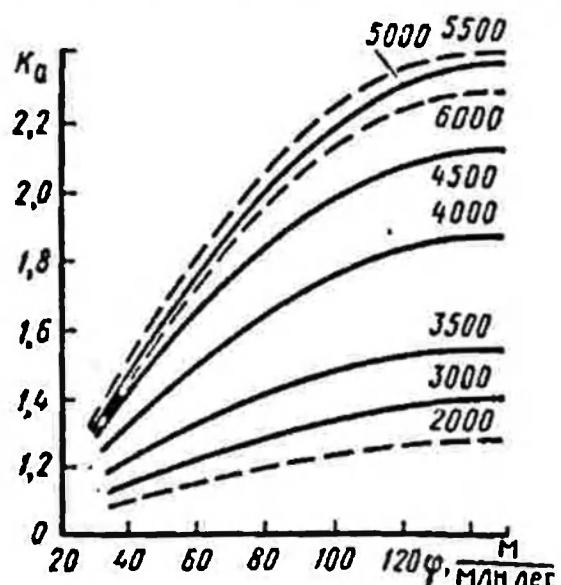
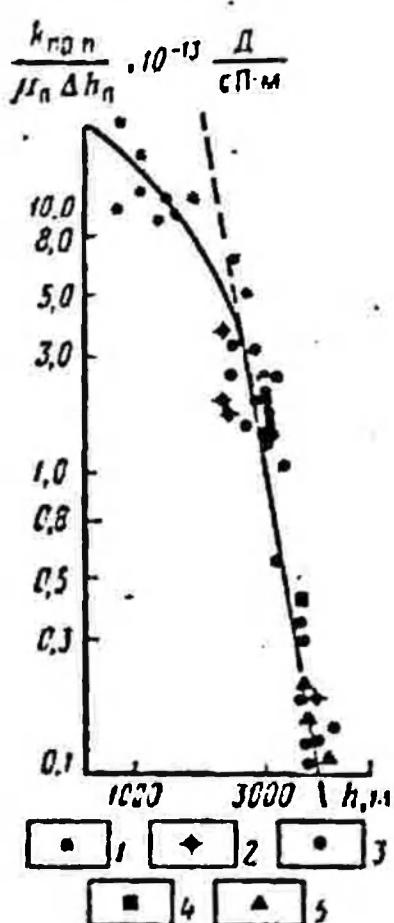


Рис. 19. Палетка для определения коэффициента аномальности K_a в глинистых породах в зависимости от скорости осадконакопления ϕ в плиоцен-четвертичное время.

Параметр кривых — глубина залегания породы $h, \text{ м}$

Рис. 18. Зависимость параметра $k_{\text{пр.п}}/(\mu_p \Delta h_p)$, характеризующего экранирующую способность глинистой покрышки, от глубины ее залегания h .

Возраст залежи в подошве изучаемой покрышки: 1 — миоцен, 2 — олигоцен, 3 — эоцен, 4 — верхний мел, 5 — нижний мел

оказывает существенно меньшее влияние на их проницаемость. Пунктирные кривые с параметрами $h = 5500 \text{ м}$ и $h = 6000 \text{ м}$ построены с использованием данных об экранирующих свойствах и о величинах коэффициента пористости глинистых пород, полученных путем экстраполяции кривых, показанных на рис. 18 и 32, на соответствующие глубины.

С помощью палетки (см. рис. 19) имеется возможность по данным о скорости осадконакопления в плиоцен-четвертичное ($Q_2 + N_2$) время прогнозировать современное

значение порового давления в глинистых породах-покрышках на заданной глубине.

Нами был проведен опытный прогноз порового давления в глинистых породах 31 скважины на различных площадях Западно-Кубанского прогиба. Для контроля этих определений использованы данные манометрических измерений и расчетов пластовых давлений по плотности глинистого раствора в коллекторах, перекрытых

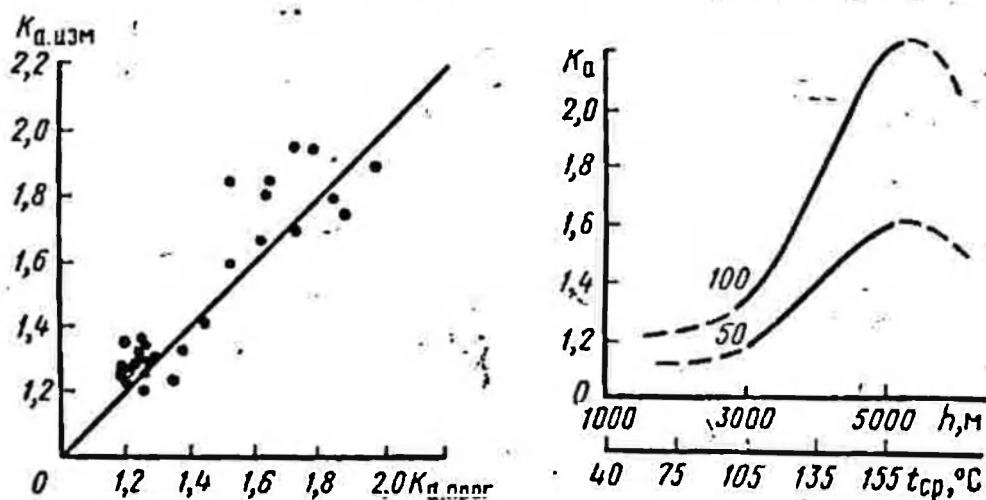


Рис. 20. Сопоставление прогнозных и измеренных значений K_a поровых и пластовых давлений

Рис. 21. Зависимость коэффициента аномальности K_a от глубины h залегания глинистых пород.

Параметр кривых — скорость осадконакопления Φ (м/млн. лет) в плиоцен-четвертичное время и температуры t_{cp} .

изучаемой породой-покрышкой. Результаты сопоставления прогнозных и измеренных значений K_a представлены в табл. 3 и на рис. 20. Как видно, в большинстве случаев поровое давление в породе-покрышке близко к пластовому давлению в залежи. Средняя относительная ошибка определения коэффициента аномальности по предлагаемой палетке (см. рис. 19) составила $\pm 8,4\%$.

Указанную палетку можно использовать для прогноза не только современных пьезомаксимумов, но и палеопьезомаксимумов в пределах Западно-Кубанского прогиба и в смежных районах со сходным геологическим строением. Ее можно также применять с целью заключения о глубине расположения наибольших значений коэффициента аномальности в районе исследования. На рис. 21 показана зависимость коэффициента аномальности от глубины залегания глинистых пород для различных

Таблица 3

**Сопоставление прогнозных и измеренных значений
коэффициентов аномальности пластовых и поровых давлений**

Площадь	Номер скважины	Глубина краевого коллектора, м	Возраст коллектора	$\Phi (Q + N_0)$, м/млн. лет	K_d определены по прямым замерам в коллекторе	K_d определены по палетке в покрышки	Относительная ошибка определения, %
Краснодарская	1	3300	P ₃	95	1,80	1,85	2,78
Ново-Дмитриевская	14	2564	P ₂	87	1,30	1,26	-3,08
То же	31	2842	P ₂	91	1,31	1,30	-0,77
,	123	2643	P ₂	82	1,33	1,25	-6,00
,	250	2570	P ₂	69	1,36	1,21	-11,0
,	275	2880	P ₂	79	1,36	1,26	-7,35
,	40	2826	P ₂	81	1,28	1,27	-0,78
,	50	2860	P ₂	70	1,29	1,24	-3,90
,	124	2650	P ₂	82	1,29	1,25	-3,10
,	22	2865	P ₂	75	1,30	1,25	-3,84
Северская	1	5322	P ₂	103	1,50	2,25	50,00
Восточно-Афипская	1	4467	P ₃	103	1,90	1,98	4,20
Восточно-Северская	52	2850	P ₂	80	1,30	1,27	-2,30
То же	59	2810	P ₂	82	1,35	1,27	-6,00
Черножорская	2	3390	P ₂	75	1,24	1,35	8,90
Зибза	775	2260	P ₂	71	1,27	1,20	-5,50
Медведовская	1	4272,5	K ₁	63	1,67	1,62	-3,00
,	2	4190	K ₁	62	1,60	1,53	-4,40
Западно-Медведовская	3	3800	K ₁	64	1,43	1,45	1,40
Южно-Лидровская	1	4000	P ₂	107	1,95	1,78	-8,70
То же	3	3860	P ₂	110	1,96	1,73	-11,80
Левкинская	35	4140	P ₂	73	1,80	1,64	-9,40
,	60	4603	P ₂	65	1,70	1,73	1,17
,	85	4390	P ₂	54	1,85	1,53	-17,30
,	90	4350	P ₂	62	1,85	1,60	-13,50
Сузdalская	1	4800	K ₁	75	1,76	1,88	6,80
Кудако-Киевская	90	1479	N ₁	80	1,26	1,19	-5,55
,	260	2200	N ₁	108	1,27	1,27	0
Варениковская	4	2480	N ₁	94	1,21	1,27	5,00
Федоровская	1	3000	N ₁	116	1,33	1,38	3,80
Калужская	38	2820	P ₂	60	1,24	1,20	-3,20
Средняя							± 8,40

значений скорости осадконакопления, построенная с использованием палетки (см. рис. 19). Видно, что коэффициент аномальности резко возрастает, начиная с глубины 3000 м, где средняя пластовая температура составляет 105°C . По исследованиям Дж. Барста [106] это совпадает с началом второй важнейшей фазы диагенеза глинистых минералов, когда происходит удаление предпоследнего слоя воды, включающего воду в рыхлосвязанном состоянии. Коэффициент аномальности достигает максимального значения на глубине около 5500 м, где средняя пластовая температура равна $160-170^{\circ}\text{C}$. Ниже глубины 5500 м глинистые породы сильно уплотнены, запас поровых вод уменьшается, и наблюдается тенденция к снижению коэффициента аномальности давления поровых вод с глубиной.

Пока мы не располагаем данными об измерениях в скважинах Западно-Кубанского прогиба или в смежных районах пластового давления на глубинах выше 5500 м для доказательства факта снижения коэффициента аномальности на больших глубинах. Однако косвенным подтверждением этого, по-видимому, может служить опыт бурения скв. 2 на Медведовской площади, где при разбуривании самого нижнего интервала разреза (5000—6320 м) стало возможным снижение плотности глинистого раствора по сравнению с раствором, использованным при бурении более высоких горизонтов (до 5000 м).

Необходимо отметить еще одну особенность распределения давлений в этом районе. Литологически выдержаные в пределах Западно-Кубанского прогиба пласти песчаных или карбонатных пород имеют большую проницаемость сравнительно с глинистыми породами, чем обеспечивают дренирование разреза. Такими дренирующими горизонтами, например, являются песчаные пласти палеоценена, где аномальные давления не встречаются, и вероятно песчаники чокрак-караганского яруса миоценена. Указанные обстоятельства означают, что сравнивать между собой можно лишь результаты прогнозирования пьезоаномалий в одновозрастных глинистых толщах с учетом особенностей геологического строения и литологии изучаемых разрезов.

В настоящее время по предложенной методике прогнозирования зон аномально высоких поровых давлений для Западно-Кубанского прогиба построены [48] схематические прогнозные карты современных пьезоаномалий

в глинистых толщах олигоценового — юрского возрастов, часть которых еще не вскрыта бурением. Осуществлена также палеореконструкция гидродинамической обстановки, позволяющая судить о распределении давлений в отложениях мезо-кайнозоя к началу определенных этапов геологического развития региона.

Для построения карт распределения коэффициентов аномальности современных и палеодавлений по предлагаемой методике (рис. 22—25) необходимо знать глубины залегания того или иного комплекса отложений, а также скорость накопления осадков во времени формирования палеоаномалий. С целью определения глубин залегания современных отложений использовали структурные карты, составленные по данным бурения и сейсмических исследований (материалы Краснодарского научно-исследовательского проектного института нефти — КраснодарНИПИНефть, Южного морского научно-производственного геолого-геофизического объединения — Южморгео). При построении карт учитывали скорость осадконакопления того комплекса пород, на конец времени образования которого рассчитывается коэффициент аномальности. При этом в значения скоростей вводили поправочный коэффициент — коэффициент уплотнения $v(h)$, учитывающий уплотнение изучаемых пород за период их существования (см. рис. 11).

В качестве примера рассмотрим распределение палео- и современных давлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба, начиная с майкопского времени олигоцена. Так к началу майкопа (см. рис. 22) в нижнемеловых отложениях область пьезомаксимума располагалась в районе площадей Адагумская ($K_a = 1,52$), Анастасьевско-Троицкая ($K_a = 1,38$), Мингрельская ($K_a = 1,36$), Марьинская ($K_a = 1,35$) и Федоровская ($K_a = 1,36$). К бортовым частям и к юго-востоку прогиба происходило уменьшение давлений.

К началу миоцена (см. рис. 23) вся западная часть прогиба была областью развития еще более высоких поровых давлений. Изолиния со значением $K_a = 1,4$ оконтуривает всю эту часть. Она проходит через Петровскую скв. 1, Южно-Андреевскую скв. 1, Краснодарскую скв. 1, Восточно-Северская 59 и Адагумская 140. Наибольшие коэффициенты аномальности к этому времени наблюдались в районе площадей Анастасьевско-Троицкая, Краснодарская, Мингрельская, где они достигали значений

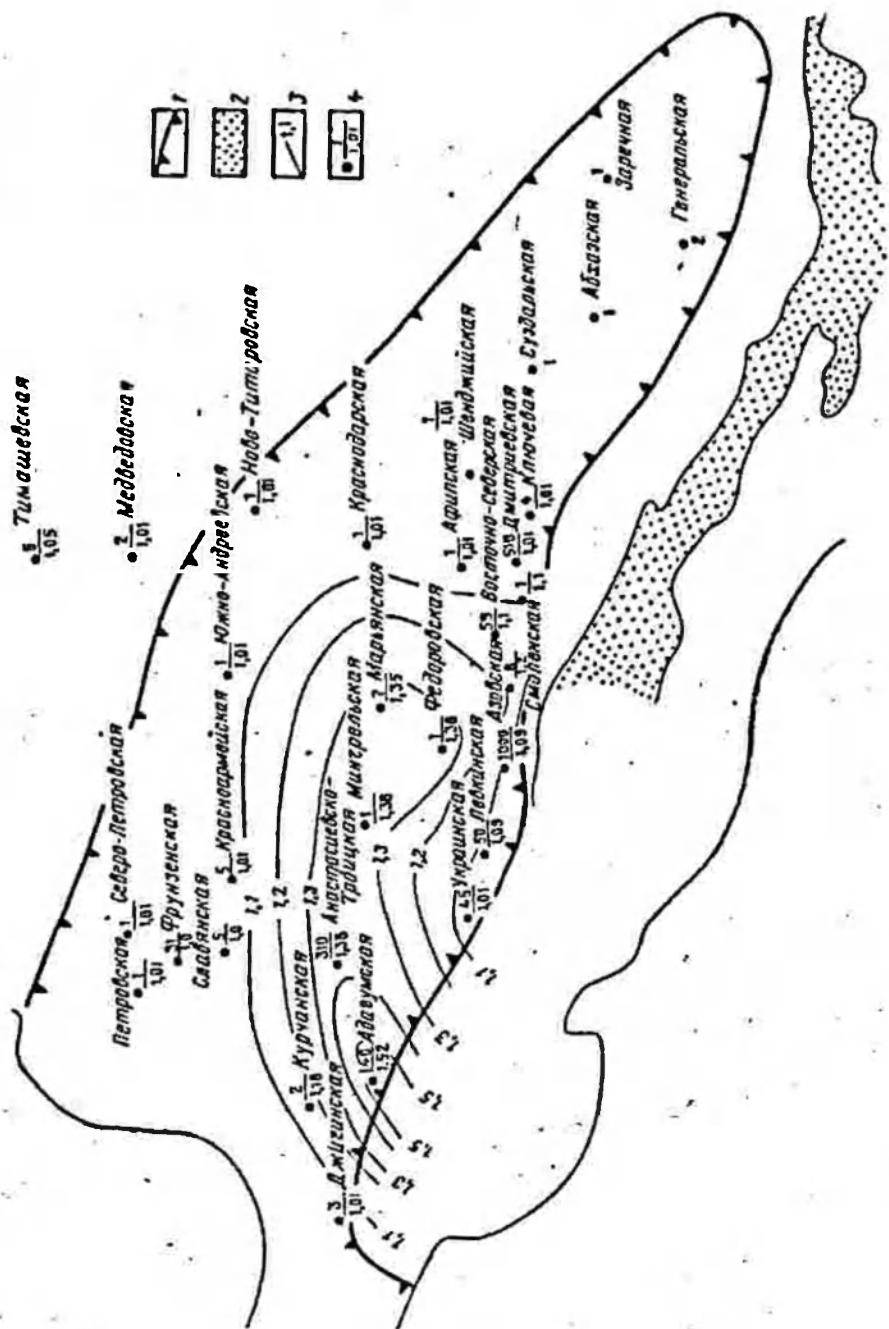


Рис. 22. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу майкопского времени олигоцена [48].

1 — граница прогиба; 2 — выходы нижнемеловых отложений на поверхность; 3 — изолинии K_d , полученные с помощью палетки (см. рис. 19); 4 — скважина, в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение K_d

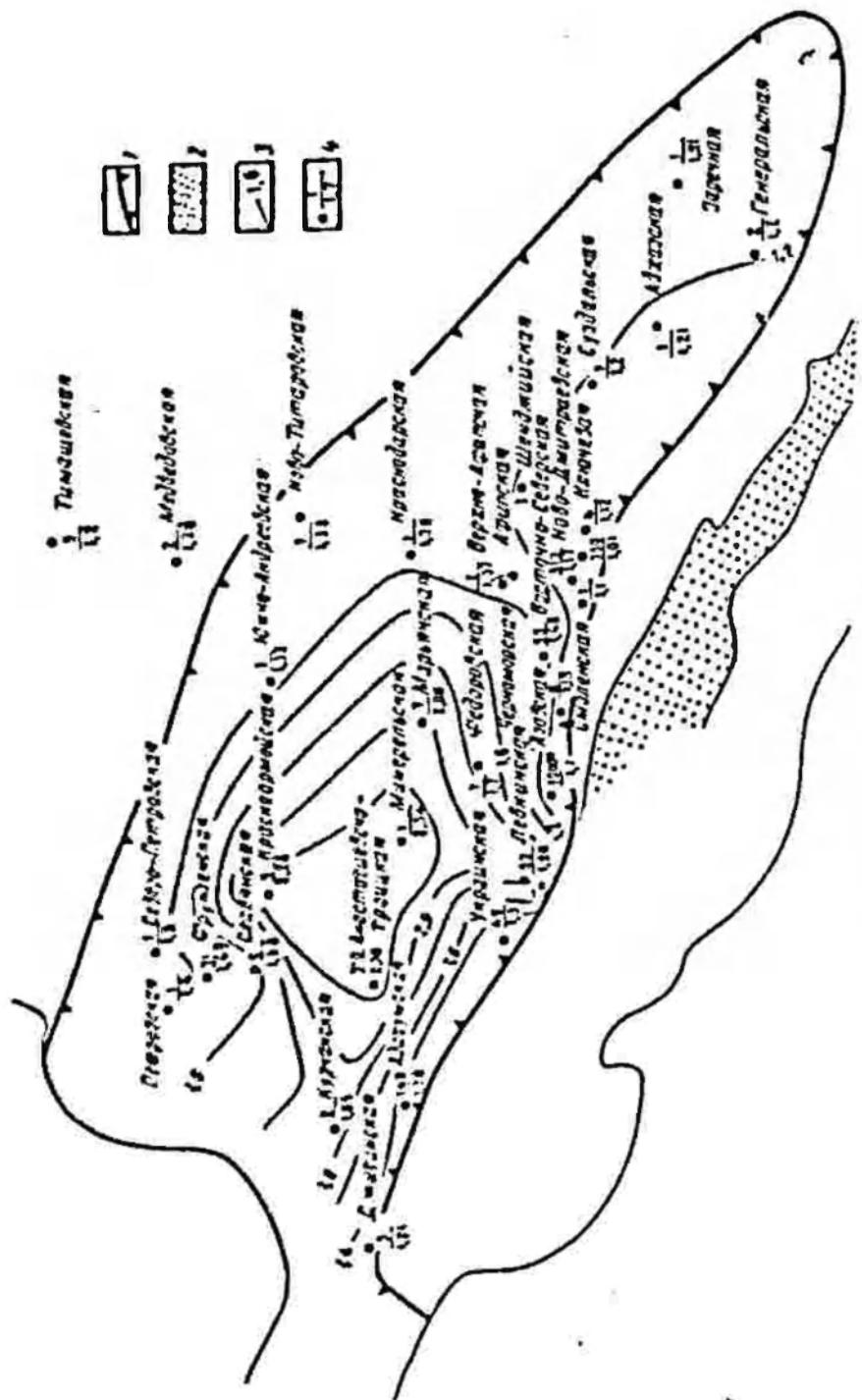


Рис. 23. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнисмеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу юноцена [48].
Условные обозначения те же, что на рис. 22

2,2 и больше.. Таким образом, к началу миоцена граница области питания (пьезомаксимумы) высоконапорными флюидами расширилась по сравнению с началом майкопа. Зонами разгрузки седиментогенных вод (пьезоминимумы), т. е. областями значительно меньших давлений, в сторону которых было направлено движение вод, в это время являлись площади Зыбза — Глубокий Яр, Черноморская, Ново-Дмитриевская, Ключевая и юго-восточное замыкание Западно-Кубанского прогиба.

К началу плиоцена (см. рис. 24) почти весь Западно-Кубанский прогиб, за исключением самого юга южного борта и юго-восточного окончания, стал областью распространения аномальных давлений ($K_a = 1,4 \div 2,37$). В это время выделялись два участка гидродинамического максимума с $K_a > 2,2$. Первый — это Славянская площадь, второй — Марьянская и Федоровская площади.

В четвертичное время картина распределения коэффициентов аномальности (современные пьезоаномалии) несколько изменилась, произошло некоторое перераспределение давлений (см. рис. 25). Выделяются два участка с наибольшими давлениями. По северному борту прогиба — площади Петровская, Северо-Петровская Славянская, Красноармейская, Южно-Андреевская, Краснодарская, Восточно-Северская, Афипская и Шенджийская, где $K_a = 2,0 \div 2,2$. На центральном участке южного борта — площади Украинская, Левкинская и Федоровская — развиты давления с $K_a = 1,8 \div 1,98$. Прогнозные данные современных значений коэффициентов аномальности в отложениях нижнего мела (см. рис. 25) удалось частично — юго-восточное замыкание прогиба — проконтролировать по результатам измерений пластовых давлений (см. рис. 25).

Анализ распределения коэффициентов аномальности для палеодавлений, рассчитанных по нижнемеловым отложениям, показывает, что наибольшие величины палеодавлений характерны для центральной части Западно-Кубанского прогиба, а наименьшие — для его бортовых зон, причем в течение длительной гидрогеологической истории отмечалось некоторое смещение зон развития пьезомаксимумов. Величины коэффициентов аномальности для палеодавлений с начала майкопа до плиоцена закономерно возрастают, а в плиоцен-четвертичное время наблюдается тенденция к некоторому их уменьшению.

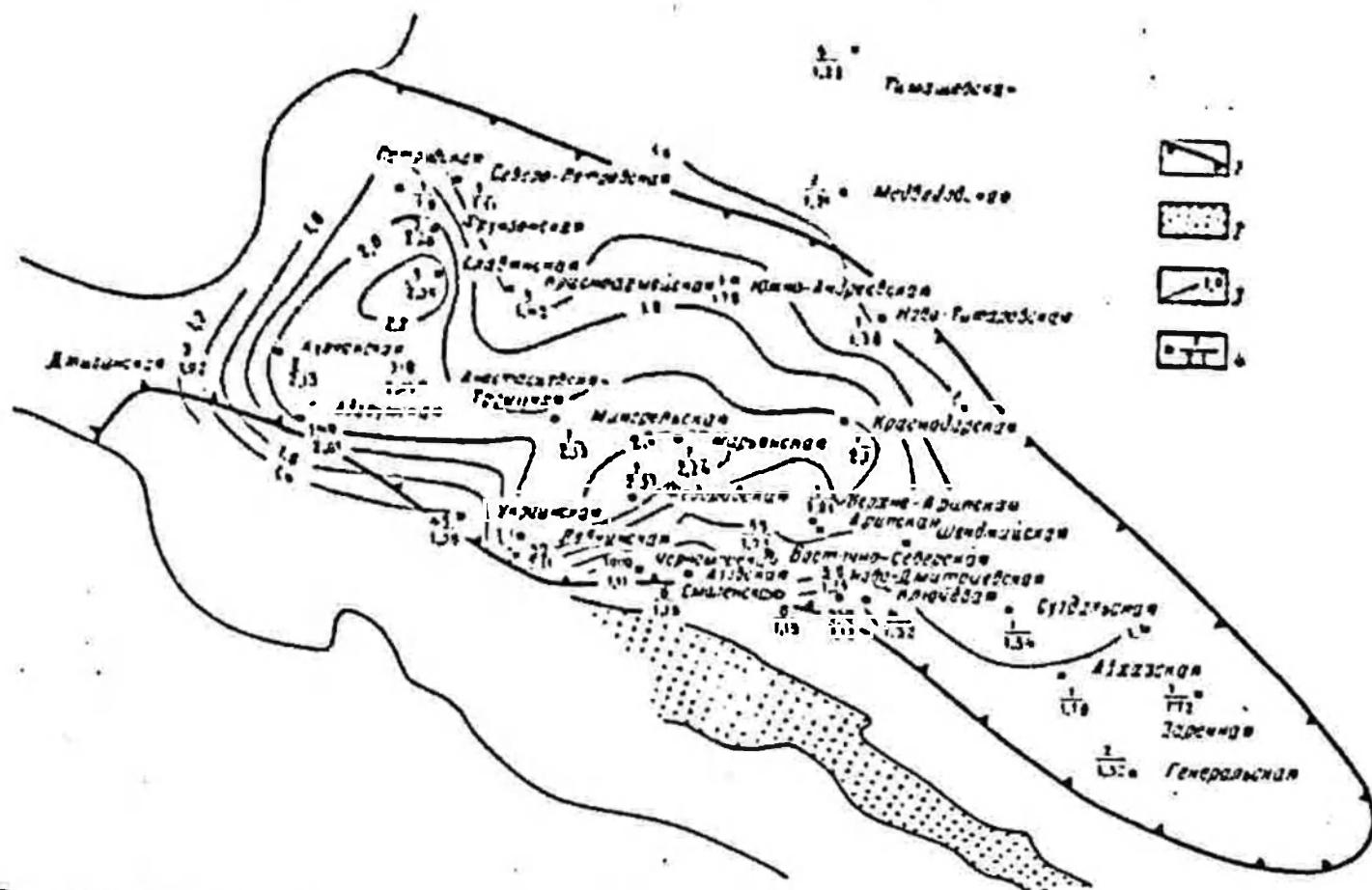


Рис. 24. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу плиоцена [48].
Условные обозначения те же, что на рис. 22

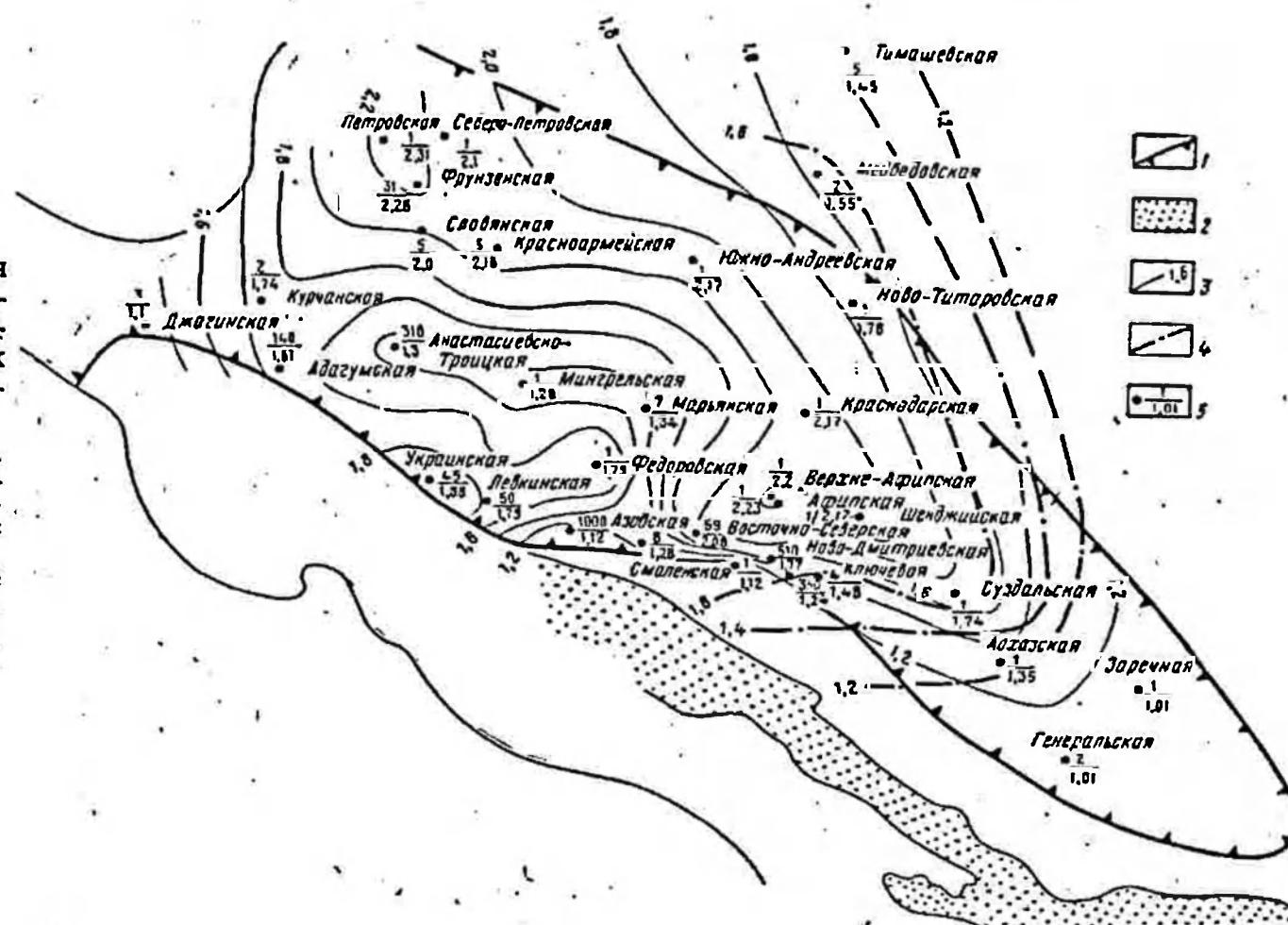


Рис. 25. Схематическая карта распределения современных давлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба [48].

1 — граница прогиба; 2 — выходы нижнемеловых отложений на поверхность; 3 — изолинии K_a , полученные с помощью палетки (см. рис. 19); 4 — то же, полученные по результатам измерений пластовых давлений; 5 — скважина, в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение K_a .

Возможности подобных исследований, показанные на описанном примере, имеют очень важное значение. Установление закономерностей распределения давлений в отложениях разного возраста, на различных этапах геологической истории позволяет в изучаемом районе определять направление путей миграции флюидов, оценивать коллекторские свойства пород в разрезе, выявлять зоны нефтегазонакопления и указывать направление поисково-разведочного бурения. Однако это — тема специальных исследований, которые в настоящей работе освещены не будут.

В заключение необходимо указать, что описанное выше прогнозирование аномально высоких пластовых давлений было выполнено для геологических условий, при которых латеральной фильтрацией флюидов в глинистых и песчаных пластах можно пренебречь. В этом случае коэффициент α , определяющий долю вертикально фильтрующейся жидкости в общем потоке элизионных вод, был принят равным единице.

В природных условиях в ряде районов происходит дренирование уплотняющихся глинистых толщ выдержаными по площади песчаными или карбонатными породами. При этом влияние латеральной фильтрации воды в процессе уплотнения осадочных пород становится заметным. Именно такие условия, на наш взгляд, существуют при формировании АВПД в разрезах многих нефтяных и газовых месторождений в пределах Южно-Каспийской впадины. Здесь пластовые давления в коллекторах существенно ниже, чем поровые давления во вмещающих глинах, и наблюдаются многочисленные зоны разгрузки элизионных вод в виде зон грязевого вулканизма. Величины коэффициента α для этих районов можно оценить опытным путем, сравнивая прогнозируемые значения давления с давлением, измеренным в глубоких скважинах.

В этом случае палетка, показанная на рис. 19, также может быть использована для прогнозирования давления в коллекторах, находящихся в зоне АВПД выше дренируемого пласта. Однако тогда вместо значений φ следует использовать произведение $\alpha\varphi$. Чтобы знать, какие давления можно ожидать в коллекторах, расположенных в глинистых толщах между дренируемыми пачками пород, необходимо разработать более сложную схему уплотнения,

Глава II

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН АВПД, В ТОЛЩАХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД

В настоящее время разработаны более десяти методов качественного обнаружения зон аномально высоких поровых давлений и несколько методов их количественной оценки. Первые предложения использовать изменение физических свойств глинистых пород-покрышек для выявления АВПД опубликованы в 1965 г. в работах У. Уоллеса [141], И. Макгрегора [129], К. Хотмана и Р. Джонсона [120]. Было обнаружено, что удельное сопротивление глинистых пород, расположенных выше пласта-коллектора с аномально высоким пластовым давлением, падает с возрастанием градиента пластового давления, тогда как чистые глинистые породы с нормальным гидростатическим поровым давлением обычно характеризуются закономерным повышением удельного сопротивления с увеличением глубины. Указанными выше авторами в полулогарифмическом масштабе построены графики зависимостей удельного сопротивления или проводимости глинистых пород от глубины их залегания. Значения удельного сопротивления или проводимости глинистых пород с нормальным поровым давлением укладываются в участки прямолинейных связей. Отклонение значений от этих зависимостей в сторону снижения удельного сопротивления или повышения проводимости указывает на наличие в разрезе зоны с АВПД (рис. 26).

К. Хотман [120] также предложил выделять зоны АВПД по данным ультразвукового метода. На графиках зависимости логарифма интервального времени от глубины залегания пород зона аномальных поровых давлений отмечается повышением интервального времени.

В последние годы появилось много новых методик качественного обнаружения зон АВПД [103]. Было замечено, что при приближении к залежи с АВПД происходит

увеличение механической скорости бурения, проявляется неустойчивость глинистых пород в открытом стволе скважины (затяжки при подъеме и спуске инструмента, затрудненное прокручивание долота — увеличение крутящего момента бурового инструмента, превышение нагрузки на крюке против расчетной, изменение давления на выкиде грязевого насоса), изменяется уровень глинистого раствора в отстойных резервуарах, наблюдается

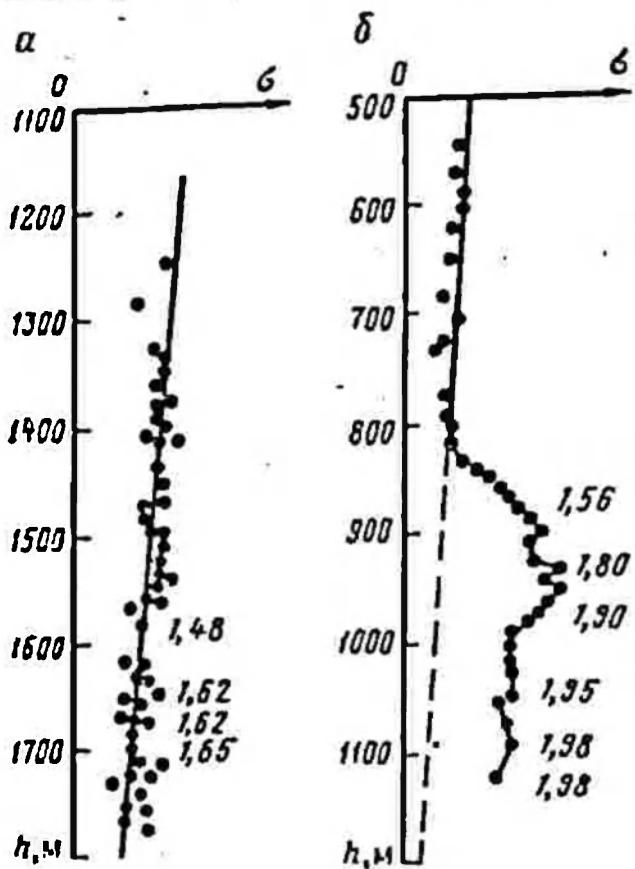


Рис. 26. Изменение электропроводности σ глии с глубиной [141]:

a — при нормальном градиенте давления,
b — при аномально высоком градиенте давления; цифры у кривых — плотность глинистого раствора
 ρ_p , $\text{г}/\text{см}^3$

пониженная плотность и повышенная электропроводность частиц шлама и глинистого керна, увеличивается содержание хлоридов в фильтрате глинистого раствора и монтмориллонита в глинах и т. п.

По данным И. Кеннеди [126], механическая скорость бурения при приближении к залежи с АВПД возрастает в 3—4 раза. Согласно И. Форготсону [114], увеличение механической скорости бурения уже в 2 раза является надежным признаком приближения к залежи с АВПД. И. Иордан и О. Ширли [124] предложили методику приближенной оценки АВПД с помощью d -экспоненты, учитывающей не только механическую скорость бурения, но и другие параметры, которые определяют эффективность бурения: скорость вращения, нагрузка на долото и диаметр долота.

А. Боургун [104] предложил графический метод выделения пластов с АВПД в момент вскрытия пласта с помощью иомограммы, учитывающей ряд факторов, которые влияют на скорость бурения: пластовое давление, нагрузка на долото, диаметр долота и его износ. В. Борел и Р. Льюис [103] показали возможность прогнозировать зоны аномальных давлений по измерению удельного сопротивления глинистых частиц шлама.

Некоторые авторы [65, 100] считают, что в разрезе при приближении к залежи с АВПД существенно возрастают пластовые температуры. На этом свойстве, а точнее, на постоянном измерении температуры в выкидной линии глинистого раствора основано предложение Д. Тимко и В. Фертла [140] оценивать близость АВПД.

В настоящее время для предварительного прогноза зон аномально высоких пластовых давлений используют также методы разведочной геофизики. К наиболее применимым с этой целью относят методы сейсморазведки и электроразведки. Так, Е. Пенебакер [134] считает тенденцию отклонения скоростей сейсмических волн в зависимости от повышения порового давления в глинах достаточной для прогнозирования АВПД (рис. 27). Е. Рейнольдз [137] отмечает, что по сейсмическим данным кровля зоны аномальных давлений может быть выделена с точностью до \pm (152—300 м) в 60—70% случаев. Однако в условиях развития на исследуемой территории несогласий и крутозалегающих пластов использование сейсморазведки для прогнозирования зон АВПД сильно осложняется.

Многие из рассмотренных выше методов прогнозирования зон АВПД первоначально использовались лишь для качественного выделения опасной зоны.

Применять данные электрометрии для оценки поровых давлений одним из первых предложил И. Макгрегор [129]. На примере месторождений Мексиканского залива он построил эмпирический график связи градиента давления с изменением электропроводности в глинистых породах-покрышках залежей с АВПД. Подобный график зависимости между градиентом давления и отношением удельных сопротивлений глин при нормальном гидростатическом и аномальном давлениях был построен К. Хотманом и Р. Джонсоном [120] (рис. 28). В дальнейшем К. Хотман предложил находить градиент давления поровой жидкости по данным ультразвукового метода согласно выведенной им зависимости (рис. 29).

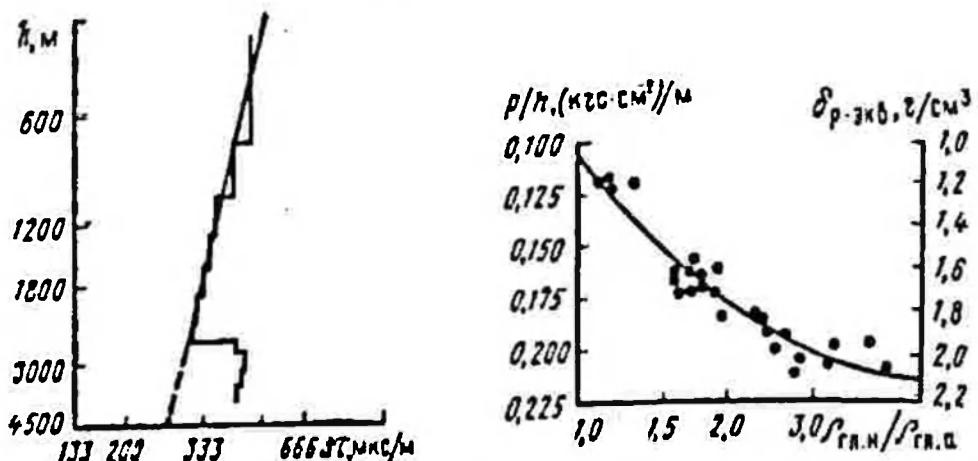


Рис. 27. Выделение зоны АВПД с помощью сейсморазведки [134]

Рис. 28. Зависимость отношения $\rho_{\text{гл. н}}/\rho_{\text{гл. в}}$ удельных сопротивлений глии при нормальном гидростатическом и аномальном давлениях от градиента давления p/h [120].

$\delta_{\rho, \text{экв}}$ — эквивалентная плотность глинистого раствора

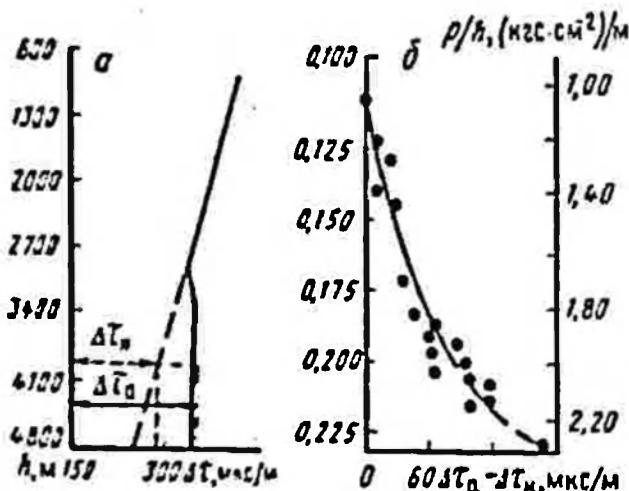


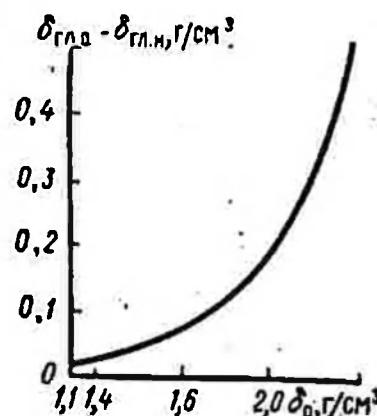
Рис. 29. Прогнозирование АВПД по данным ультразвукового метода [120].

а — изменение интервального времени пробега Δt упругой волны в глинах с увеличением глубины; б — зависимость разности $\Delta t_a - \Delta t_n$ интервальных времен пробега упругой волны в глинах при аномальном и нормальном гидростатическом давлении от градиента пластового давления p/h ; приведен пример определения величины Δt_a и Δt_n на глубине 4000 м

По изменению плотности глинистых пород рекомендовали определять аномальные давления У. Уоллес [141] и У. Бонтман [101]. Последний вывел эмпирическую зависимость для расчета плотности глинистого раствора по разнице эффективной плотности глинистых пород (рис. 30). Д. Фостер и Х. Уоллес [115] на основании приближенной схемы деформации породы предложили уравнение, по которому можно определить поровые давления в глинистых пластах методом эквивалентных глубин.

Все указанные выше авторы в своих работах для оценки АВПД использовали либо эмпирические графики, уста-

Рис. 30. График зависимости необходимой плотности δ_p глинистого раствора от изменения плотности $\delta_{\text{гл. а}}$ — $\delta_{\text{гл. и}}$ глинистых пород в зоне аномально высоких поровых давлений [101]



навливающие зависимость градиента давления с изменением геофизических параметров в конкретных геологических условиях, либо уравнения, которые не учитывают изменение такого важного параметра, как температура. Судя по опубликованным данным, подобное положение сохраняется за рубежом и в настоящее время.

В Советском Союзе первая работа [32], посвященная использованию электрометрии для оценки АВПД в ряде скважин Грозненского района, была опубликована в 1971 г. В этой работе В. М. Добрынин и Ю. А. Лимбергер дали вывод более общего уравнения, связывающего поровое давление с удельным электрическим сопротивлением глинистых пород, для различных геотермических условий. На основании результатов экспериментальных исследований были рассчитаны значения коэффициента, характеризующего относительное изменение удельного электрического сопротивления глии от температуры. В публикации Б. Л. Александрова [3] было освещено развитие метода, предложенного Д. Фостером и Х. Уоленом [115].

Таким образом, к настоящему времени накоплен определенный опыт в области прогнозирования аномально высоких пластовых давлений, применяются различные методы выделения зон АВПД и количественной оценки давлений. Однако еще отстают теоретические обобщения в областях интерпретации разных методов прогнозирования АВПД, петрофизического их обоснования и оценки чувствительности к изменению давлений. Это тормозит более широкое, и что очень важно, комплексное использование методов прогнозирования АВПД на различных стадиях изучения земных недр.

Все методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений основаны на изучении свойств глинистых пород-покрышек в интервалах аномально высокого дав-

ления. Эти породы характеризуются пониженной степенью уплотнения, в связи с чем сохраняют большую пористость по сравнению с глинами, находящимися в условиях нормального порового давления. В соответствии с изменением пористости и плотности изменяются и другие физические свойства глинистых пород, которые могут быть отмечены с помощью различных геофизических методов, а также способами, основанными на изучении режима бурения, параметров глинистого раствора и шлама. С учетом этих изменений дадим количественную оценку чувствительности важнейших геофизических методов к изменению порового давления флюидов в глинистых породах.

2. ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ И ПЛОТНОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЛЮЩИХ ФЛЮИДОВ

При погружении осадочных пород на большие глубины в процессе формирования осадочных бассейнов происходит медленное увеличение давления и температуры, действующих на породу. Осадочные горные породы уплотняются главным образом за счет эпигенетических преобразований в поровом пространстве. При изучении по керну изменений физических свойств осадочных пород в зависимости от глубины их погружения по существу исследуют результаты необратимых процессов (деформации), завершившихся в горных породах в течение определенного геологического времени. Упругие деформации при этих исследованиях не имеют большого значения, и ими обычно пренебрегают. Установленные закономерности изменения физических свойств горных пород с глубиной создают научную основу для прогнозирования этих параметров на глубинах, еще не вскрытых скважинами, а также используются с целью повышения надежности интерпретации данных геофизики.

Выше упоминалось о том, что глинистые породы, содержащие залежи нефти или газа с аномально высоким пластовым давлением, менее уплотнены и имеют более высокую пористость по сравнению с аналогичными глинистыми породами, содержащими воду при нормальном поровом давлении. Пористость и плотность определяют и другие физические параметры глинистых пород, на которых основано применение различных геофизических

методов определения АВПод. Для изучения чаще всего выбирают чистые глинистые породы, без заметных примесей песчаного и карбонатного материала. Свойства чистых глинистых пород более однозначно определяются величинами геостатического и внутриворового давлений.

Важное значение для решения отмеченных задач имеет изучение закономерностей уплотнения глинистых пород в зависимости от глубины залегания и особенно уменьшение их пористости с возрастанием глубины.

Н. Б. Вассоевич [18] и Д. Уэллер [92] одними из первых сделали попытки установить теоретически зависимость между уплотнением осадков и глубиной погружения (рис. 31). Н. Б. Вассоевич, считая, что глинистые породы представляют собой «геологический манометр», позволяющий судить о стадии литогенеза, которой они достигли, и о характере распределения мощностей перекрывающих отложений, на примере материалов бурения в Предкавказье установил несколько стадий процесса уплотнения глин: свободного уплотнения (глубина до 250 м), затрудненного уплотнения (до 600 м), сильно затрудненного уплотнения (до 3250 м) и весьма затрудненного уплотнения (более 3250 м). Д. Уэллером на основании обширного материала также построен график зависимости пористости глинистых осадков от глубины залегания (см. рис. 31). Им еще установлен ряд связей, обусловленных увеличением давлений (геостатического и пластового).

Изучение подобных зависимостей в различных районах (рис. 32—34) показало, что единой закономерности уплотнения глинистых пород для всех формаций и разрезов не существует. Каждый регион, область, формация и разрез в соответствии с возрастом, скоростью осадконакопления, минералогическим составом глин, геотермической обстановкой и историей геологического развития имеют свои условия консолидации глинистых образований и кривые уплотнения глин. Причем на основании сопоставлений А. Г. Дурмишьян с соавторами считают, что кривая уплотнения Д. Уэллера (см. рис. 31) соответствует полностью консолидированным глинам, испытавшим в течение длительного времени полную разгрузку, содержащихся в них флюидов, а кривая Н. Б. Вассоевича (см. рис. 31) иллюстрирует влияние некоторого отставания оттока поровой воды от темпа погружения

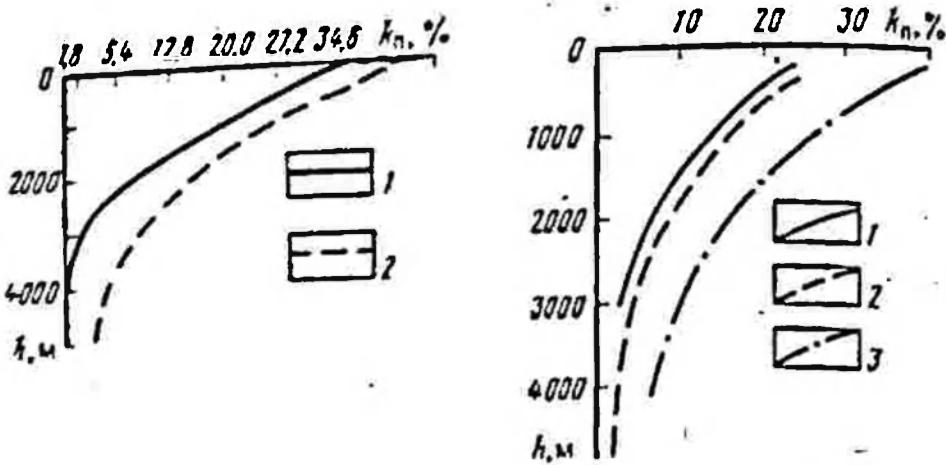


Рис. 31. Зависимость кривых уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) глини от глубины по Д. Эллеру (1) и по Н. Б. Вассоничу (2)

Рис. 32. Зависимость кривых уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) глини от глубины в Азово-Кубанской нефтегазоносной области (по В. К. Попову).

1 — Адыгейский выступ; 2 — Восточно-Кубанский прогиб; 3 — Западно-Кубанский прогиб



Рис. 33. Зависимость кривых уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) глини от глубины в Крымской нефтегазоносной области (по А. Г. Дуряншяну и др.).

1 — Новоселовское поднятие; 2 — равнинный Крым; 3 — Керченский полуостров

Рис. 34. Зависимость коэффициента общей пористости k_p глинистых пород из Арапсорской скв. СГ-1 (Прикаспийская нефтегазоносная область) от глубины их залегания h

осадков и характерна для более молодых формаций. Кривые, сдвинутые вправо от кривой Н. Б. Вассоевича, характеризуют обстановку существенного отставания от тока сжатых флюидов и проявлений аномально высоких поровых давлений. Они типичны для мощных, преимущественно глинистых образований третично-четвертичного возраста, отлагавшихся в условиях интенсивного прогибания бассейна осадконакопления. Все это свидетельствует о том, что в каждом конкретном случае необходимо использовать фактические кривые изменения пористости глии с глубиной для отложений соответствующего возраста.

Аналитически изменение пористости осадочных пород, в том числе глинистых, с глубиной в результате уплотнения можно выразить дифференциальным уравнением [31]

$$\frac{dk_n}{(1 - k_n) k_n} \approx -\beta_n(\tau, t) d(\sigma - p), \quad (II.1)$$

где $\beta_n(\tau, t)$ — коэффициент необратимого уплотнения породы в $\text{см}^2/\text{кгс}$; σ — среднее нормальное напряжение на глубине в $\text{кгс}/\text{см}^2$; p — поровое давление на глубине в $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Деформацию и изменения (необратимые или обратимые) физических свойств пород рассматривают в зависимости от эффективного напряжения $\sigma - p$, пластового давления p и температуры t [31]. При изменении эффективного напряжения происходит деформация сцементированного скелета (каркас) породы, несущего на себе нагрузку вышележащей толщи. Под действием изменившегося пластового давления возникает деформация породообразующих минералов, а при перемене температуры — тепловое расширение, изменение механических свойств и интенсификация физико-химических процессов в породе.

Для определения среднего нормального напряжения в каком-то элементарном объеме пласта необходимо знать главные нормальные напряжения в этом объеме. Величины главных нормальных напряжений зависят в общем случае от массы вышележащих пород, геометрии и упругости деформируемого пласта и конкретной тектонической обстановки, которая влияет на напряженное состояние породы в естественном залегании. В связи с разнообразием геологических условий аналитическое изучение влияния геометрических факторов и тектони-

ческих напряжений на деформацию пластов является очень сложной задачей. Поэтому для определения среднего нормального напряжения пользуются более простыми схемами деформаций.

Примем, что гравитационные силы, создаваемые массивом вышележащих осадков, являются основными силами, определяющими напряженное состояние горизонтальных пластов на различных глубинах. Тогда горизонтальные главные нормальные напряжения σ_x и σ_y будут равны и составят часть от вертикального главного нормального напряжения σ_z ,

$$\sigma_x = \sigma_y = K\sigma_z, \quad (\text{II.2})$$

где $K = \frac{v}{1-v}$ — коэффициент бокового распора; v — коэффициент Пуассона изучаемой породы.

В этом случае среднее нормальное напряжение σ можно определить по уравнению

$$\sigma = \frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) = \frac{1}{3}(1 + 2K)\sigma_z. \quad (\text{II.3})$$

Однако часто при оценке среднего нормального напряжения в осадочных породах, находящихся в условиях естественного залегания на больших глубинах, предполагают, что в силу релаксации касательных напряжений при уплотнении пород в течение геологического времени главные нормальные напряжения равны между собой. В этих условиях $K \rightarrow 1$ и выражение (II.3) с учетом изменяющейся плотности пород можно записать так:

$$\sigma = \sigma_z = \sum_{i=1}^N g\delta_{ni} \Delta h_i, \quad (\text{II.4})$$

где Δh_i — мощность i -го литологически однородного интервала разреза, имеющего плотность пород в естественном залегании, равную δ_{ni} .

Для определения величины пластового давления при условии нормального гидростатического закона его изменения используют уравнение

$$P = \sum_{i=1}^N \rho \delta_{ni} \Delta h_i, \quad (\text{II.5})$$

где δ_{ni} — плотность пластовой воды в интервале разреза мощностью Δh_i .

По выражениям (II.4) и (II.5) можно найти эффективное напряжение

$$\sigma - p = \sum_{i=1}^N g (\hat{\delta}_{n,i} - \hat{\delta}_{v,i}) \Delta h_i, \quad (II.6)$$

Уравнение (II.6) можно упростить, воспользовавшись средними по разрезу значениями плотности осадочных пород и пластовых жидкостей

$$\sigma - p = g (\delta_{n,cr} - \delta_{v,cr}) h. \quad (II.7)$$

Если принять $\delta_{n,cr} = 2,5 \text{ г/см}^3$, $\delta_{v,cr} = 1,1 \text{ г/см}^3$ [31], то уравнение (II.7) примет вид

$$\sigma - p = 0,14 h. \quad (II.8)$$

Здесь σ и p выражены в кгс/см^2 , h — в м.

Учитывая в уравнении (II.1) выражение (II.7), получим:

$$\frac{dh_n}{(1 - k_n) k_n} \approx -0,14 \beta_n (\tau, t) dh. \quad (II.9)$$

Из уравнения (II.9) следует, что изменение коэффициента пористости с глубиной зависит и от коэффициента необратимого уплотнения $\beta_n (\tau, t)$. Оно позволяет найти численное значение $\beta_n (\tau, t)$ для различных пород по результатам наблюдений за изменением коэффициента пористости кернов этих пород в определенном интервале глубин.

$$\beta_n (\tau, t) \approx \frac{1}{0,14 (1 - k_n) k_n} \frac{\Delta k_n}{\Delta h}, \quad (II.10)$$

где $\Delta k_n / \Delta h$ — средний градиент изменения коэффициента пористости пород в исследуемом интервале глубин; k_n — значение коэффициента пористости в верхней части этого интервала.

В табл. 4 приведены результаты определения $\beta_n (\tau, t)$ по данным изучения изменений общей пористости глинистых пород из Аралсорской скв. СГ-1 в интервале глубин 2000—6000 м (см. рис. 34).

Глинистые породы наиболее подвержены уплотнению. Градиент изменения общей пористости этих отложений в интервале 2000—6000 м согласно данным табл. 4 уменьшается с возрастанием глубины в 4 раза. В то же время коэффициент $\beta_n (\tau, t)$ изменяется мало. Для практических

Таблица 4

Значения коэффициента необратимого уплотнения
глинистых пород из Арылсорской скв. СГ-1
по результатам изучения общей пористости

Глубина, м	k_n , ср	$\Delta k_n / \Delta h$, 10^{-3} м^{-1}	$\beta_n (\tau, t) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кгс}$
2000	0,160	-0,55	26,6
3000	0,125	-0,40	26,3
4000	0,085	-0,25	22,7
5000	0,060	-0,15	25,0
6000	0,045		
Среднее			$\beta_n (\tau, t) = 25 \cdot 10^{-4}$

определений в первом приближении можно принять, что коэффициент необратимого уплотнения $\beta_n (\tau, t)$ глинистых пород не зависит от глубины их залегания. Этот коэффициент как бы характеризует процесс уплотнения глинистых пород определенного состава в конкретных геологических условиях.

Если согласиться с этим положением, то при интегрировании (II.10) получим:

$$\frac{k_n^h}{k_n^{h=0}} = \frac{\exp [-0,14\beta_n (\tau, t) h]}{1 - k_n^{h=0} [1 - \exp [-0,14\beta_n (\tau, t) h]} \quad (II.11)$$

где k_n^h — коэффициент пористости на глубине h ; $k_n^{h=0}$ — то же, вблизи поверхности.

На рис. 35 показаны кривые, вычисленные по уравнению (II.11) для различных значений коэффициента необратимого уплотнения при $k_n^{h=0} = 0,3$, а также кривые изменения пористости с увеличением глубины для глинистых пород Северо-Восточного Предкавказья. Последние получены Е. И. Стетюхой [88] путем математического осреднения опытных данных по большому числу кернов разновозрастных пород. Здесь же напечатаны результаты изучения уплотнения третичных глин Венесуэлы [31] и майкопских глин Крыма (данные А. Г. Дурмишьяна и др.) с аномальным поровым давлением.

Как видно из рис. 35, теоретические и экспериментальные кривые хорошо согласуются между собой, а коэффициенты необратимого уплотнения разновозрастных пород имеют различные значения, что еще раз подтверждает подобные выводы других авторов. По-видимому, влиянием возраста однотипных пород можно пренебречь лишь в районах, характеризующихся погружением осадков без значительных перерывов в осадкоакоплении.

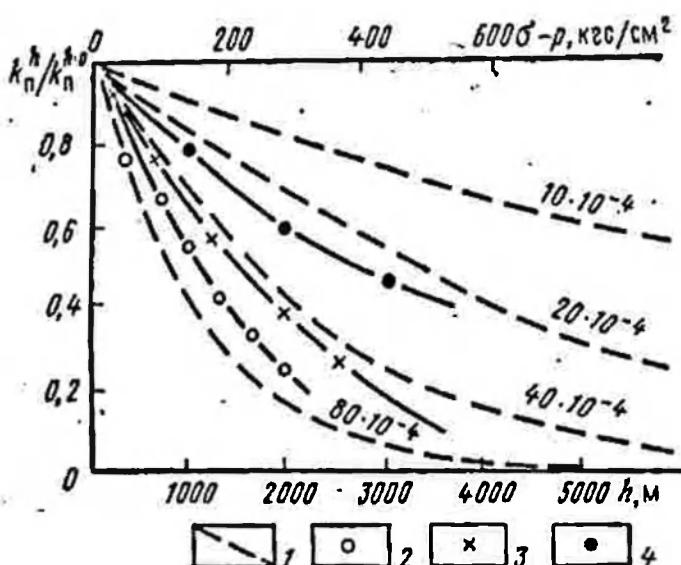


Рис. 35. Уменьшение коэффициента пористости k_p^h/k_p^0 глинистых пород с увеличением глубины h .

1 — теоретические кривые; экспериментальные кривые: 2 — третичные глинистые породы Венесуэлы [31], 3 — то же, Северо-Восточного Предкавказья [88], 4 — майкопские глины Крыма (по А. Г. Дурмишяну и др.); параметр кривых — коэффициент необратимого уплотнения $B_p(\tau, t)$, $\text{см}^2/\text{кгс}$.

Возраст пород необходимо учитывать во всех более общих случаях при изучении разрезов, подвергшихся тектоническим изменениям, в результате которых отдельные части осадочной толщи испытали значительные вертикальные перемещения с длительными перерывами в осадкоакоплении, а также в случае детального изучения процесса уплотнения.

Согласно уравнению (II.1) величина коэффициента пористости зависит от давления флюида в порах. При аномально высоком давлении флюида значение $(\sigma - p_a) < (\sigma - p_u)$, уплотнение породы происходит менее интенсивно. Оценим различие в значениях коэффициента пористости при разных давлениях флюида на какой-то

фиксированной глубине h путем интегрирования уравнения (II.1) с условием, что $d\sigma = 0$:

$$\frac{k_{n.a}}{k_{n.n}} \approx \frac{\exp [\beta_n(\tau, t)(p_a - p_n)]}{1 - k_{n.n} \{1 - \exp [\beta_n(\tau, t)(p_a - p_n)]\}}. \quad (II.12)$$

Здесь $k_{n.a}$, $k_{n.n}$ — значения коэффициентов пористости породы на одной и той же глубине соответственно при аномальном и нормальном гидростатическом давлении поровых флюидов.

Как условились ранее, аномально высокое пластовое давление — это давление, которое превосходит условное гидростатическое более чем на 30% [7]. Следовательно, нижний предел аномального давления

$$p_{a.\min} = 0,13h. \quad (II.13)$$

В промышленных залежах нефти или газа градиент пластового давления чаще всего не превышает 0,20 ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м, хотя и известны случаи непромышленных залежей с градиентом давления, равным 0,24 ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м. В нашей оценке изменений физических свойств, чтобы не завышать эти изменения, определим верхний предел аномального давления исходя из уравнения:

$$p_{a.\max} = 0,20h. \quad (II.14)$$

Таким образом, будем считать, что поровое аномальное давление флюидов в глинах, покрывающих возможные промышленные залежи нефти и газа, изменяется в пределах $0,13h < p_a < 0,20h$.

Нормальное гидростатическое давление в этой приближенной оценке определим выражением:

$$p_n = 0,11h. \quad (II.15)$$

При этом

$$(p_a - p_n)_{\min} = 0,13h - 0,11h = 0,02h;$$

$$(p_a - p_n)_{\max} = 0,20h - 0,11h = 0,09h.$$

Тогда уравнение (II.12) можно записать в следующем виде:

$$\left(\frac{k_{n.a}}{k_{n.n}} \right)_{p_a=0,13h} = \frac{\exp [0,02\beta_n(\tau, t)h]}{1 - k_{n.n} \{1 - \exp [0,02\beta_n(\tau, t)h]\}};$$

$$\left(\frac{k_{n.a}}{k_{n.n}} \right)_{p_a=0,20h} = \frac{\exp [0,09\beta_n(\tau, t)h]}{1 - k_{n.n} \{1 - \exp [0,09\beta_n(\tau, t)h]\}}. \quad (II.16)$$

В табл. 5 приведены результаты оценки возможных изменений коэффициента пористости глинистых пород за счет увеличения порового давления. Вычисления выполнены по формулам (II.16) при значении коэффициента $\beta_n(\tau, t) = 25 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кгс}$.

Между общей пористостью k_n и плотностью δ_n осадочных пород, как известно, существует связь

$$\delta_n = k_n \delta_{\text{ж}} + (1 - k_n) \delta_{\text{тв}},$$

где $\delta_{\text{ж}}$, $\delta_{\text{тв}}$ — плотность соответственно жидкой и твердой фаз породы в $\text{г}/\text{см}^3$.

Таблица 5

Оценка разрешающей способности основных геофизических методов исследования скважин при изменении порового давления флюида в глинистых покрышках

Глубина, м	$k_{n, \text{н}} \%$	$p_a, \text{ кгс}/\text{см}^2$		$\frac{k_{n,a}}{k_{n,h}}$		$\frac{\delta_{n,a}}{\delta_{n,h}}$		$\frac{\rho_{n,a}}{\rho_{n,h}}$	
		$p_a =$		$p_a =$		$p_a =$		$p_a =$	
		$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$
2000	18,0	260	400	1,1	1,4	0,99	0,95	0,83	0,62
4000	8,5	520	800	1,2	2,2	0,99	0,94	0,77	0,30
6000	4,5	780	1200	1,3	3,4	0,99	0,93	0,67	0,16

Продолжение табл. 5

Глубина, м	$k_{n, \text{н}} \%$	$\frac{I_{\gamma\gamma,a}}{I_{\gamma\gamma,h}}$		$\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_h} \frac{v_{\text{пл. н}}}{v_{\text{пл. а}}}$		$\frac{I_{\text{п}\gamma,a}}{I_{\text{п}\gamma,h}}$		$\frac{\Gamma_a}{\Gamma_h}$	
		$p_a =$		$p_a =$		$p_a =$		$p_a =$	
		$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$	$= 0,13h$	$= 0,20h$
2000	18,0	1,05	1,30	1,06	1,32	0,98	0,82	1,0	1,08
4000	8,5	1,06	1,42	1,06	1,43	0,98	0,76	1,0	1,19
6000	4,5	1,06	1,52	1,06	1,46	0,98	0,74	1,0	1,23

Приложения 1. $I_{\gamma\gamma,a}$, $I_{\gamma\gamma,h}$ — значения интенсивности рассеянного гамма-излучения; $I_{\text{п}\gamma,a}$, $I_{\text{п}\gamma,h}$ — значения интенсивности нейтронного гамма-метода. 2. Все параметры даны для зон аномального (индекс «а»), и нормального (индекс «н») гидростатического поровых давлений.

Эта зависимость позволяет оценить пределы изменения пластичности в результате изменения порового давления

$$\frac{b_{\text{н.н}}}{b_{\text{п.н}}} = \frac{\frac{b_{\text{р.н}}}{b_{\text{п.н}}} - \frac{k_{\text{п.н}}}{k_{\text{н.н}}} (b_{\text{р.н}} - b_{\text{п.н}})}{\frac{b_{\text{р.н}}}{b_{\text{п.н}}} - (b_{\text{р.н}} - b_{\text{п.н}})}, \quad (\text{II.17})$$

где $b_{\text{н.н}}$, $b_{\text{п.н}}$ — пластичность глинистых пород соответственно в зонах аномального и нормального гидростатического давления.

В табл. 6 приведены результаты определений изменений пластичности глинистых пород по формуле (II.17) при условии, что $b_{\text{п.н}} = 1,1$ г/см³, $b_{\text{н.н}} = 2,74$ г/см³, а значения $\frac{b_{\text{р.н}}}{b_{\text{п.н}}}$, $k_{\text{п.н}}$ взяты в соответствии с той же табл. 5.

Необходимо учитывать некоторую условность выполненной по формуле (II.16) оценки изменений коэффициента пористости глинистых пород в зоне АВПод. В случае применения уравнения (II.16) мы допускаем, что распространение аномального давления p_a происходит сразу у поверхности осадочной толщи, и образовавшийся здесь градиент давления сохраняется до расчетной глубины h . При этом несколько занижаем величину изменения коэффициента пористости. Если, например, предположить, что образование АВПод и изучаемом разрезе наступает у глубины 2000 м, то вместо аргумента h в уравнении (II.16) должна использовать аргумент $h = 2000$. И последним случае значение $k_{\text{п.н}}/k_{\text{н.н}}$, вычисленное в табл. 6 для глубины $h = 2000$ м, относилось бы к глубине уже $h \approx 1000$ м и т. д.

Однако верхняя граница возникновения АВПод может иметь различную глубину залегания в пределах 600—3000 м. Там не известна налого глубина зоны АВПод. Поэтому мы предпочли отмеченную условность оценки изменений пористости возможной ее неоднозначности. Тем более, что для снижения ошибки верхний предел градиента давления в зоне АВПод был ограничен величиной 0,20 (кгс·см⁻²) м вместо наибольшего 0,21 (кгс·см⁻²) м и градиент нормального давления принят окруженно равным 0,11 (кгс·см⁻²)/м вместо 0,105—0,107 (кгс·см⁻²) м в природных условиях.

Одновременно необходимо иметь в виду, что выполненная теоретическая оценка справедлива при условии, что на всех глубинах могут формироваться аномальные

давления величиной до 0,20 h . Выше было указано, что коэффициент аномальности вследствие снижения водосодержания глинистых пород может уменьшаться на больших глубинах. На больших глубинах этому будет также способствовать появление трещиноватости глинистых пород-покрышек.

Таким образом, в зоне аномально высоких давлений коэффициент пористости глинистых пород возрастает, а плотность падает. Эти изменения свойств с увеличением глубины залегания при изменении пластового давления в соответствии с заданными градиентами становятся более контрастными по сравнению с глинами, имеющими нормальное поровое давление, что подводит рекомендовать изучение пористости и плотности шлама пород для прогноза АВПД в процессе бурения. Приведенные из литературы экспериментальные данные по определению пористости и плотности глинистых пород в зоне АВПД согласуются с выполненной оценкой.

В связи с этим следует отметить неверный вывод, сделанный в работе [3]. Как указано в этой работе, изменение петрофизических параметров глины при аномальности порового давления (?) показывает, что «относительное изменение параметров k_n и ρ_n практически не влияет глубина залегания пород». Такое утверждение имеет смысл лишь в том случае, если изменение петрофизических параметров на разных глубинах вызвано одинаковым перепадом давления $p_a - p_n$ [см., например, уравнение (11.12)].

В природных условиях в общем случае, как следует из данных табл. 5 и главы I, возможная разность между аномальным и нормальным пластовыми давлениями зависит от коэффициента аномальности и глубины залегания породы, т. е. изменяется с глубиной

$$p_a - p_n = p_n (K_a - 1) = 0,11 (K_a - 1) h.$$

Это означает, что относительные изменения петрофизических параметров также зависят от глубины залегания.

Поскольку многие физические свойства осадочных пород связаны с их пористостью и плотностью, отмеченные выше изменения k_n и ρ_n глинистых пород позволяют использовать для прогнозирования зон аномально высоких поровых давлений в глинистых толщах различные геофизические методы, включая сейсморазведку, электро-

разведку, промыслово-геофизические исследования скважин, а также методы, основанные на изучении шлама глинистых пород.

3. ИЗМЕНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩАЮЩИХ ФЛЮИДОВ

Методы, основанные на изучении
удельного электрического сопротивления
(или электропроводности) горных пород

Для определения разрешающей способности методов электрометрии используем известную зависимость между параметром пористости P_n и коэффициентом пористости породы [27]:

$$P_n = \frac{a_m}{k_n^m}, \quad (II.18)$$

где a_m , m — постоянные коэффициенты.

Тогда, считая, что удельное электрическое сопротивление поровых вод практически не зависит от величины давления в них, получим:

$$\frac{P_{n_1}}{P_{n_2}} = \frac{\rho_{n_1}}{\rho_{n_2}} = \left(\frac{k_{n_1}}{k_{n_2}} \right)^m. \quad (II.19)$$

Следует также отметить, что кроме величины пористости на удельное электрическое сопротивление глинистых пород в зоне АВПоД оказывает влияние уменьшение для заданной глубины значение эффективного напряжения. Действительно, на заданной глубине глинистые породы в зоне АВПоД испытывают действие уплотняющего напряжения $\sigma - p_a$, а нормально уплотненные глины — напряжение $\sigma - p_n$. Разница $p_a - p_n$ в напряжениях, как показывает оценка, приводит к дополнительному уменьшению P_{n_2} в среднем от 1—5% (при $p_a = 0,13 h$) до 10—20% (при $p_a = 0,20 h$). Однако этот эффект в глинистой породе существенно ниже, чем эффект от изменения пористости породы, и, так как наша оценка — приближенная, мы его не включили в вычислительные результаты.

В табл. 5 приведены значения снижения удельного сопротивления глинистых пород за счет увеличения порового давления, определенные по формуле (II.19) при условии $m = 1,5$ ($k_{p,n}/k_{p,a}$ изменяются в соответствии с данными табл. 5). Полученные результаты свидетельствуют о том, что удельное сопротивление глинистых пород значительно более чувствительно к изменению порового давления, чем коэффициенты пористости. Например, на глубине 4000 м $\rho_{p,a} < \rho_{p,n}$ на 23—70%, а при $h = 6000$ м — уже на 33—84%.

Многочисленные экспериментальные данные хорошо согласуются с результатами приведенной оценки. Так, в скважинах площадей Азово-Кубанской нефтегазоносной области в зависимости от увеличения порового давления удельное сопротивление глинистых пород изменяется (уменьшается) до 70—80%. Например, в скважинах Ново-Дмитриевской площади, где на глубине 2000 м отмечены давления с коэффициентом аномальности $K_a = 1,3 \div 1,4$, удельное сопротивление глин в зоне АВПод меньше, чем удельное сопротивление нормально уплотненных глини, на 50—60%. В Южно-Андреевской скв. I на глубине 3900 м коэффициент аномальности для пластового давления равен 1,95. Уменьшение удельного сопротивления в зоне аномальных давлений по сравнению с тенденцией изменения $\rho_{p,n}$ в нормально уплотненных глинах составляет до 75%. В скв. I Восточно-Афипской площади на глубине 4700 м при $K_a = 1,9$ уменьшение удельного сопротивления достигает 66%, а в скважинах Северской площади на глубинах около 5000 м при $K_a = 1,5$ удельное сопротивление занижено на 33%.

Подобные примеры наблюдаются и в других нефтегазоносных районах. В скв. 41 (46) площади Кичик-Бель (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область) на глубине около 2000 м, где коэффициент аномальности достигает 2,1 удельное сопротивление уменьшается на 90%. На площади Уч-Курган (Ферганская нефтегазоносная область) на глубине выше 4000 м при $K_a = 1,37$ удельное сопротивление глин по сравнению с $\rho_{p,n}$ нормально уплотненных глин уменьшается на 80%.

Эти примеры и многие аналогичные им по другим нефтегазоносным областям практически подтверждают приведенную теоретическую оценку возможных изменений значений удельного сопротивления в зависимости от увеличения порового давления.

Метод рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма метод — ГГМ)

Для оценки разрешающей способности гамма-гамма-метода воспользуемся тем, что между интенсивностью рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ и плотностью пород δ_n имеется следующая связь [29]:

$$\lg I_{\gamma\gamma} = B - a\delta_n, \quad (11.20)$$

где a , b — постоянные коэффициенты.

Уравнение (11.20) позволяет оценить влияние изменения плотности глинистых пород на показания метода

$$\frac{I_{\gamma\gamma n}}{I_{\gamma\gamma w}} = \exp \left[2,3a\delta_n \left(1 - \frac{\delta_{n,w}}{\delta_{n,n}} \right) \right]. \quad (11.21)$$

В табл. 5 приведены результаты вычислений по формуле (11.21). Величины $\delta_{n,w}$ были определены по средним значениям коэффициента пористости, указанным в табл. 5, а также при $\delta_{n,w} = 2,74 \text{ г}/\text{см}^3$, $\delta_w = 1,10 \text{ г}/\text{см}^3$. Отношения $\delta_n/\delta_{n,w}$ взяты из табл. 5, коэффициент $a = 1$ [29]. Из данных расчетов видно, что с увеличением порового давления интенсивность рассеянного гамма-излучения возрастает, например, на глубине 4000 м на 6—42%, при $h = 6000$ м на 6—52%.

На практике при выделении зон аномально высокого порового давления по данным ГГМ отмечено, что интенсивность рассеянного гамма-излучения в зоне аномальных давлений возрастает еще в большей степени. Так, на площади Наманган скв. 23 (Ферганская нефтегазоносная область) на глубине 4300 м при поровом давлении с коэффициентом аномальности, равном 2,0, величина $I_{\gamma\gamma w}$ увеличивается на 70%, а в скв. 1 площади Уч-Курган этой же нефтегазоносной области на глубине 4125 м при $K_s = 1,37$ интенсивность рассеянного гамма-излучения повышается на 78%. В Предкарпатской нефтегазоносной области на площади Иванишки (глубина 3100 м, $K_s = 1,36$) интенсивность рассеянного гамма-излучения в глинах с АВПД по сравнению с нормально уплотненными глинами увеличивается на 39%.

Нейтронный гамма-метод (НГМ)

Для оценки разрешающей способности нейтронного гамма-метода будем исходить из уравнения, связывающего объемную влажность w породы и значение гамма-излучения радиационного захвата $I_{n\gamma}$:

$$\lg w = b_1 - a_1 I_{n\gamma}, \quad (\text{II.22})$$

где a_1 , b_1 — постоянные коэффициенты.

Уравнение (II.22) позволяет получить зависимость

$$\frac{I_{n\gamma a}}{I_{n\gamma n}} = 1 - \frac{\lg \frac{w_a}{w_n}}{b_1 - \lg w_n}, \quad (\text{II.23})$$

где w_a , w_n — объемная влажность пород соответственно в зонах аномального и нормального гидростатического поровых давлений.

Объемное содержание воды в породе связано с коэффициентом пористости

$$w = k_n + w_x,$$

где w_x — объемное содержание химически связанной воды в глинистой породе.

Отсюда

$$\frac{w_a}{w_n} = \frac{\frac{k_{n,a}}{k_{n,n}} + \frac{w_x}{k_{n,n}}}{1 + \frac{w_x}{k_{n,n}}}. \quad (\text{II.24})$$

С помощью уравнений (II.23) и (II.24) вычислены пределы изменения интенсивности гамма-излучения радиационного захвата для случая $w_x = 0,20$ и $b_1 = 2$ (прибор ДРСТ-1, $a_c = 19,6$ см) при изменениях пористости $k_{n,a}/k_{n,n}$, указанных в табл. 5. Полученные значения также занесены в табл. 5. Из результатов расчетов видно, что в зоне АВПоД интенсивность вторичного гамма-излучения снижается за счет увеличения пористости породы.

При обработке материалов НГМ по скважинам, где отмечено аномально высокое поровое давление, замечено, что интенсивность гамма-излучения захвата в зонах аномальных давлений может снижаться до 30—60%. Например, в скв. 23 площади Наманган (Ферганская нефтегазоносная область) на глубине 4300 м при $K_a = 2,0$ интенсивность гамма-излучения захвата по сравнению с тенденцией изменения $I_{n\gamma n}$ в нормально уплот-

ленных глинах снижается на 30%, а в скв. З Ставропольской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область, глубина 3000 м, $K_s = 1,6$) — до 40%.

Методы, основанные на изучении упругих свойств горных пород

Оценку разрешающей способности методов, основанных на изучении упругих свойств горных пород, выполним с помощью уравнения среднего времени [27]:

$$\Delta\tau = k_n (\Delta\tau_{\text{ж}} - \Delta\tau_{\text{тв}}) + \Delta\tau_{\text{тв}}, \quad (\text{II.25})$$

где $\Delta\tau$, $\Delta\tau_{\text{ж}}$, $\Delta\tau_{\text{тв}}$ — значения интервального времени соответственно в породе, жидкости и в твердой фазе породы.

Определим увеличение интервального времени про- бега упругих волн в глинистой породе с аномальным поровым давлением за счет увеличенной пористости (первый фактор):

$$\left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)' = \frac{\frac{k_{n,n}}{k_{n,a}} (\Delta\tau_{\text{ж}} - \Delta\tau_{\text{тв}}) + \frac{\Delta\tau_{\text{тв}}}{k_{n,n}}}{\Delta\tau_{\text{ж}} - \Delta\tau_{\text{тв}} + \frac{\Delta\tau_{\text{тв}}}{k_{n,n}}}. \quad (\text{II.26})$$

Вторым фактором, который усиливает различие интервального времени, является понижение значение эффективного напряжения. Согласно работе [30] соответствующее изменение интервального времени можно определить с помощью выражения

$$\left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)^* = \left(\frac{\sigma - p_n}{\sigma - p_a}\right)^k. \quad (\text{II.27})$$

Если принять коэффициент $k = 0,166$, что характерно для стабосцементированных пород, то для условия $p_a = 0,13 h$ увеличение интервального времени $(\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)^* = 1,03$, а при $p_a = 0,20 h$ $(\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)^* = 1,18$.

Определим общий эффект влияния увеличения пористости и снижения эффективного напряжения на изменение интервального времени:

$$\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n} = \frac{v_{\text{пл.} n}}{v_{\text{пл.} a}} = \left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)' \left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)^*, \quad (\text{II.28})$$

где $v_{\text{пл.} n} = 1/\Delta\tau$ — пластовая (интервальная) скорость продольных волн.

В табл. 5 приведены результаты определений этих величин по формуле (II.28) при условии $\Delta\tau_{\text{тв}} = 180 \text{ мкс/м}$, $\Delta\tau_{\text{ж}} = 630 \text{ мкс/м}$. Как видно, с увеличением порового давления интервальное время пробега упругих волн в глинах повышается до 46%.

Примеры выделения зон аномального порового давления с помощью ультразвукового метода хорошо согласуются с данными теоретической оценки. Они показывают, что с увеличением порового давления интервальное время пробега упругих волн в глинах может возрастать на 30—50%. Например, на Ново-Дмитриевской площади (Азово-Кубанская нефтегазопосная область) на глубинах 2350—2590 м ($K_a = 1,40 \div 1,45$) интервальное время пробега упругих волн увеличивается на 22—34%, а в Карджин-Змейской скв. 39 (Терско-Сунженский нефтегазоносный район) на глубине 1950 м при $K_a \approx 1,66$ — на 42%.

Температурные измерения в естественном поле Земли

Изменение геотермического градиента в зоне АВПД связано с изменением теплопроводности глин на той же глубине уравнением

$$\frac{\Gamma_a}{\Gamma_n} = \frac{\lambda_n}{\lambda_a}, \quad (\text{II.29})$$

где Γ_a , Γ_n — геотермический градиент глинистых пород с аномальным и нормальным гидростатическими поровыми давлениями флюидов; λ_a , λ_n — теплопроводность глинистых пород в тех же условиях.

С целью определения изменений теплопроводности глин в зависимости от их плотности воспользуемся статистической связью для районов Предкавказья [49]:

$$\lambda = 1,35 + \frac{6_n - 2,30}{2,33 - 0,70}. \quad (\text{II.30})$$

Результаты вычислений геотермических градиентов, приведенные в табл. 5, свидетельствуют о небольшом повышении геотермического градиента глинистых пород (0—23%) за счет увеличения порового давления.

Таким образом, разрешающая способность основных геофизических методов к изменению пластового давления

снижается в следующей последовательности: электрические методы, методы, основанные на изучении упругих свойств горных пород, ГГМ, НГМ и геотермия. Однако петрофизические возможности геофизических методов не всегда можно одинаково эффективно использовать на практике для прогноза и определения пластовых давлений. В ряде случаев определения искажаются влиянием таких факторов, как газонасыщенность, трещиноватость глинистых пород, резкое изменение минерализации поровых вод, изменение состояния поверхности стенки скважины и др. Эти искажения могут привести к неоднозначности в истолковании полученных данных.

Комплексирование геофизических методов позволит исключить возможную неоднозначность в истолковании результатов. Комплексы, состоящие из электрического и ультразвукового или электрического и гамма-гамма-метода, по-видимому, будут удовлетворять поставленной задаче. Практические рекомендации по комплексированию указанных методов для прогнозирования АВПД рассматриваются ниже.

Глава III

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

1. ОБОБЩЕННЫЕ УРАВНЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩАХ

Имеется относительно много публикаций, в которых приводятся различные формулы и графики, включая эмпирические, для расчета поровых давлений в глинистых толщах по геофизическим данным. Известные из научной литературы методики (способы) определения АВПД по геофизическим данным могут быть сведены к следующим взаимосвязанным методикам: а) эквивалентных глубин; б) основанной на интерпретации «кривых нормально уплотненных глин».

Методика эквивалентных глубин

Методика эквивалентных глубин предложена в 1966 г. Д. Фостером и Х. Уолленом [115] и в последние годы развивается Северо-Кавказским отделением ВНИИПромгеофизики (Всесоюзный научно-исследовательский институт промысловой геофизики) [3]. Она исходит из предположения о том, что, если исключить влияние температуры, то чистые глины, имеющие равные (эквивалентные) значения физических свойств, находятся на глубине под воздействием одинаковых эффективных напряжений. Другими словами, если физическое свойство X на глубине h , определенное по приведенной к постоянной температуре кривой, равно таковому на эквивалентной глубине h_3 , то должны быть равны и эффективные напряжения

$$\sigma_n^h - p_a^h = \sigma_n^{h_3} - p_n^{h_3}. \quad (III.1)$$

Здесь σ_n^h , $\sigma_n^{h_3}$ — среднее нормальное напряжение в породах соответственно на глубинах h и h_3 ; p_a , p_n — со-

ответственно аномальное и нормальное гидростатическое давление на тех же глубинах.

При этом необходимо, чтобы изучаемая зависимость физического свойства X от глубины h была приведена к постоянной температуре путем введения температурной поправки и графически перестроена с учетом этой поправки.

Из выражения (III.1) получим:

$$p_n^h = \sigma_n^h - (\sigma_n^{h_0} - p_n^{h_0}). \quad (III.2)$$

Для определения значения среднего нормального напряжения σ_n^h или $\sigma_n^{h_0}$, строго говоря, необходимо знать главные нормальные напряжения. Величины этих напряжений зависят от ряда факторов: массы вышележащих пород, упругости изучаемых отложений, конкретной тектонической обстановки, влияющей на напряженное состояние пород в их естественном залегании. В связи с разнообразием геологических условий залегания горных пород аналитическое изучение влияния перечисленных факторов на величину главных нормальных напряжений является сложным в естественных условиях на больших глубинах. Поэтому пользуются более простыми схемами.

Значение средних нормальных напряжений определямы из уравнения (II.4), вводя средневзвешенные значения плотности пород:

$$\sigma_n^h = g \delta_{n, cp}^h h; \quad (III.3)$$

$$\sigma_n^{h_0} = g \delta_{n, cp}^{h_0} h_0.$$

Здесь $\delta_{n, cp}^h$ и $\delta_{n, cp}^{h_0}$ — средневзвешенные по мощности значения плотности пород, слагающих изучаемый разрез отложений, до глубины соответственно h и h_0 .

Аналогично этому нормальное гидростатическое давление на глубине h ,

$$p_n^h = g \delta_{n, cp}^{h_0} h_0, \quad (III.4)$$

где $\delta_{n, cp}^{h_0}$ — средневзвешенное значение плотности флюидов, насыщающих породы, до глубины h_0 .

Уравнение (III.2) с учетом соотношений (III.3) и (III.4) перепишется так:

$$p_n^h = g \delta_{n, cp}^h h - g (\delta_{n, cp}^{h_0} - \delta_{n, cp}^{h_0}) h_0. \quad (III.5)$$

Выражение (III.5) представляет основное уравнение для определения АВПоД по методике эквивалентных глубин. Его использование требует графического решения при определении h_3 , что является недостатком рассмотренной методики. Для того чтобы устранить указанный недостаток, в следующем разделе выполним аналитическое преобразование уравнения (III.5).

Методика, основанная на интерпретации «кривых нормально уплотненных глин»

Под термином «кривая нормально уплотненных глин» понимают зависимость между каким-либо физическим свойством глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости, и глубиной их залегания. Опыт показывает, что физические свойства чистых глинистых пород на больших глубинах, на которых возникает АВПоД, определяются главным образом степенью их уплотнения. При этом влияние изменения минерального состава глин на глубинах выше 2000—2500 м отступает как бы на второй план [93]. Вторым фактором, определяющим изменения физических свойств чистых глинистых пород с глубиной, является температура.

На величину удельного электрического сопротивления или электропроводности большое влияние оказывает минерализация поровых вод. В некоторых работах для исключения влияния минерализации вод рекомендуется пользоваться отношением удельных сопротивлений породы и минерализованных вод, определенному по методу потенциалов собственной поляризации (СП) во вмещаемых пластах песчаника [115]. Однако практически воспользоваться этой рекомендацией трудно, поскольку нет уверенности в том, что минерализации вод в глинах и песчаниках равны между собой, а также нелегко найти среди мощных глинистых толщ пласт чистого песчаника. Поэтому в практике условно принимают, что минерализация поровых вод в глинистых породах, начиная с глубины 1000—1500 м, остается постоянной. Опыт построения «кривых нормально уплотненных глин» по значению удельного электрического сопротивления во многих нефтяных районах, как правило, не противоречит принятому допущению.

Исследование петрофизических связей показывает, что для чистых глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости, статистические зависимости между многими физическими свойствами (k_n , δ_n , p_n , σ_n , Δt , $I_{\text{тр}}$, $I_{n\text{тр}}$) и глубиной залегания могут быть аппроксимированы в достаточно широком диапазоне глубин экспоненциальными зависимостями.

В полулогарифмическом масштабе такие статистические зависимости, т. е. «кривые нормально уплотненных глин», будут представлены прямыми линиями.

Пример подобной зависимости показан схематически на рис. 8, а также на рис. 3б, где до глубины h_3 статистическая связь представляет собой прямую линию. В зоне АВПод линейный характер этой связи нарушается в результате влияния повышенного порового давления на уплотнение глинистых пород. Та же зависимость, приведенная к температуре t_1 глинистых пород на глубине h_1 , составляет с вертикалью угол θ . Эта новая, исправленная за температуру, кривая для чистых глинистых пород отражает лишь влияние уплотнения.

Таковы исходные положения рассматриваемой методики. Вернемся к уравнению (III.5). Добавим и вычтем из правой части этого уравнения значение нормального гидростатического порового давления жидкости на глубине h :

$$p_n^h = g \delta_{n, \text{ср}}^h h. \quad (\text{III.6})$$

Тогда получим:

$$p_n^h = p_n^h + g [(\delta_{n, \text{ср}}^h - \delta_{n, \text{ср}}^h) h - (\delta_{n, \text{ср}}^{h_3} - \delta_{n, \text{ср}}^{h_3})] h_3. \quad (\text{III.7})$$

Воспользуемся средним значением плотности пород и пластовой воды в интервале глубин $0 - (h + h_3)/2$

$$p_n^h = p_n^h + g (\delta_n - \delta_v)_{\text{ср}} (h - h_3). \quad (\text{III.8})$$

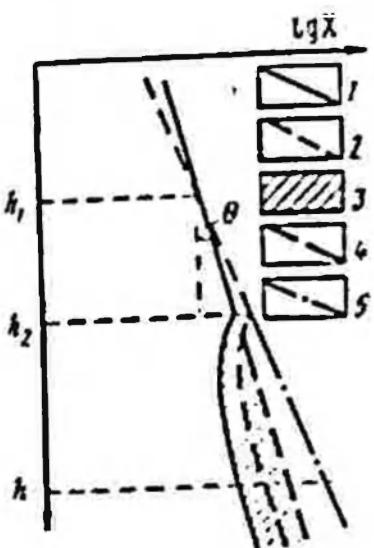


Рис. 3б. Приведение скриной нормально уплотненных глин к температуре t_1 .

1 — скрия нормально уплотненных глин в изучаемом разрезе; 2 — скрия нормально уплотненных глин, приведенная к температуре t_1 , за глубине h_1 ; 3 — зона нормально высокого порового давления; 4, 5 — линии экстраполяции скриных нормально уплотненных глин в зону АВПод

Из рис. 36

$$h - h_a = \operatorname{ctg} \theta \lg \left(\frac{X_n}{X_a} \right)_{t_1}, \quad (\text{III.9})$$

где $(X_n/X_a)_{t_1}$ — отношение физических свойств глинистых пород, приведенных к температуре t_1 , при нормальном и аномальном гидростатических давлениях поровой жидкости на глубине h ; θ — угол наклона «кривой нормально уплотненных глин», приведенной к той же температуре.

Значение $\operatorname{ctg} \theta$ можно также определить в интервале $h_2 - h_1$ залегания нормально уплотненных глинистых пород таким образом:

$$\operatorname{ctg} \theta = \frac{h_2 - h_1}{\lg \frac{X_2}{X_1} \pm \lg \frac{X_{t_2}}{X_{t_1}}}, \quad (\text{III.10})$$

где X_2/X_1 — отношение физических свойств глинистых пород на глубинах h_2 и h_1 при соответствующих этим глубинам пластовых температурах t_2 и t_1 ; X_{t_2}/X_{t_1} — отношение, показывающее изменение физических свойств глинистых пород при увеличении температуры от значения t_1 на глубине h_1 до t_2 на глубине h_2 .

Поскольку в изучаемом относительно небольшом интервале глубин влияние температуры на изменение физических свойств с хорошей точностью можно аппроксимировать экспоненциальной зависимостью, то

$$\pm \lg \frac{X_{t_2}}{X_{t_1}} = \frac{\alpha(X)}{2,3} (t_2 - t_1) = \frac{\alpha(X)}{2,3} \Gamma \Delta h. \quad (\text{III.11})$$

Здесь $\alpha(X) = \frac{1}{X} \frac{\Delta X}{\Delta t}$ — осредненное в интервале температур $\Delta t = (t_2 - t_1)$ значение температурного коэффициента для физического свойства X глинистых пород.

С достаточной точностью можно также предположить, что

$$\left(\frac{X_n}{X_a} \right)_{t_1} \approx \left(\frac{X_n}{X_a} \right)_t, \quad (\text{III.12})$$

где t — значение температуры на глубине h , на которой определяется поровое давление.

Если подставить соотношения (III.9) и (III.10) в выражение (III.8), а также исключить индекс «*н*» в обозначении давлений, то окончательно получим ¹:

$$p_2 = p_n + \frac{g(\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\left| \lg \frac{X_2}{X_1} \right| \pm \frac{\alpha(X)}{2,3} \Gamma \Delta h} \left| \lg \frac{X_n}{X_2} \right|. \quad (III.13)$$

В случае изучения изменений пористости и плотности глинистых пород на образцах, извлеченных на поверхность, влиянием температуры можно пренебречь. При использовании показаний некоторых радиоактивных методов исследования скважин (например, гамма-гамма-метод) воздействие температуры на физические свойства существенно ниже, чем влияние уплотнения. Тогда

$$\left| \lg \frac{X_2}{X_1} \right| \gg \left| \frac{\alpha(X)}{2,3} \Gamma \Delta h \right|.$$

Указанное обстоятельство позволяет в рассматриваемом случае также пренебречь влиянием температуры. В других условиях этого делать нельзя.

В табл. 6 приведены формулы, использующие различные физические свойства или геофизические параметры для определения аномально высоких поровых давлений в глинистых толщах. Все формулы получены на основе обобщенного уравнения (III.13). Следует заметить, что уравнения для определения АВПоД по удельным электрическому сопротивлению и электропроводности глинистых пород, приведенные в табл. 6, полностью совпадают с соотношениями, выведенными нами значительно раньше другим путем [32]. Графики для определения температурных коэффициентов приведены ниже в настоящей главе.

Таким образом, описанные теоретические расчеты показывают несостоятельность утверждений о том, что существующие методики определения поровых давлений имеют различные физические основы. Обе рассмотренные выше методики определения АВПоД основаны на использовании одного и того же свойства глинистых пород —

¹ Знак плюс перед дробью $\alpha(X)/2,3$ употребляется в том случае, когда свойство *X* уменьшается с увеличением температуры (удельное сопротивление, скорость упругих волн), а знак минус — когда увеличивается (удельная электропроводность, интервалное время, интенсивность радиационного гамма-излучения).

Таблица 6

Формулы для определения аномально высоких поровых давлений в глинистых покрышках

Используемое физическое свойство или геофизический параметр	Формула
Коэффициент пористости k_p (при атмосферных условиях)	$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg \left(\frac{k_{p,n}}{k_{p,a}} \right)} \lg \frac{k_{p,a}}{k_{p,n}}$
Плотность δ_p (при атмосферных условиях)	$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg \left(\frac{\delta_{p,n}}{\delta_{p,a}} \right)} \lg \frac{\delta_{p,n}}{\delta_{p,a}}$
Удельное электрическое сопротивление ρ_p	$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg \left(\frac{\rho_{p,n}}{\rho_{p,a}} \right) + \frac{\alpha (\rho_p)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{\rho_{p,n}}{\rho_{p,a}}$
Удельная электропроводность σ_p	$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg \left(\frac{\sigma_{p,n}}{\sigma_{p,a}} \right) - \frac{\alpha (\rho_p)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{\sigma_{p,a}}{\sigma_{p,n}}$
Интервальное время Δt	$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{\Delta \tau_a}{\Delta \tau_n} - \frac{\alpha (\Delta t)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{\Delta \tau_a}{\Delta \tau_n}$

Продолжение табл. 6

Используемое физическое свойство или геофизический параметр	Формула
Интервальная скорость v	$\rho_a = \rho_n + \frac{g (\delta_n - \delta_n)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{v_2}{v_1} + \frac{\alpha (\Delta t)_{cp}}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{v_n}{v_a}$
Интенсивность рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$	$\rho_a = \rho_n + \frac{g (\delta_n - \delta_n)_{cp} \Delta h}{\lg \left(\frac{I_{\gamma\gamma}^{h_2}}{I_{\gamma\gamma}^{h_1}} \right)} \lg \frac{I_{\gamma\gamma n}}{I_{\gamma\gamma a}}$
Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата $I_{n\gamma}$	$\rho_a = \rho_n + \frac{g (\delta_n - \delta_n)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{I_{n\gamma}^{h_2}}{I_{n\gamma}^{h_1}} - \frac{\alpha (I_{n\gamma})}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{I_{n\gamma n}}{I_{n\gamma a}}$

Причтавие. Использование формул будет рассмотрено ниже.

зависимости их уплотнения от величины эффективного напряжения, созданного массивом вышележащих отложений. Более того, в той и другой методиках используется понятие об эквивалентной глубине.

Какой же из методик следует отдать предпочтение? Для выяснения этого были выполнены 15 определений поровых давлений в 14 скважинах Азово-Кубанской нефтегазоносной области.

В каждой из выбранных скважин имелись результаты прямого измерения пластового давления во вмешаемых глинями коллекторах. Поровое давление определяли по двум методикам в смежных с коллекторами глинах по данным одних и тех же диаграмм бокового электрического зондирования.

Таблица 7

Результаты определения значений аномально высокого порового давления в глинистых покрышках по различным методикам в скважинах Азово-Кубанской области

Площадь	Ном. скважины	Глубина кровли коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление, измеренное и при введении в коллекторе, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, приведенное к глубине коллектора, кгс/см ²		относительная погрешность определения, %
					по формуле из табл. 6	относительная погрешность определения, %	
Ново-Дмитриевская	18	2604	P ₂	414 (p—P)	393	-2,7	-3,4
	125	2600	P ₂	351 (p—P)	402	14,5	17,4
	610	4510	K ₁	641 (M)	755	17,8	20,4
	35	4145	P ₂	789 (P _{вн})	809	2,5	-7,5
	55	3550	P ₂	710 (p—P)	719	1,3	631
	100	4853	P ₂	869 (N)	860	-1,0	860
	120	3500	P ₂	743 (p—P)	750	0,94	609
	1	2977	K ₁	669 (N)	671	0,3	578
	2	2750	K ₁	596 (M)	603	1,2	570
	3	2650	K ₁	509 (M)	428	-15,9	512
Левкинская	145	2056,5	N ₁	350 (M)	360	2,9	-0,6
	3	2966,5	K ₁	511,5 (M)	521	2,0	266
	3	3205	K ₁	514 (M)	553	7,6	-24,0
	1	5322	P ₂	800 (P _{вн})	857	7,1	-12,3
Куколовская	2	4700	P ₂	875 (p—P)	830	-5,15	-0,8
	2						-14,0
Анастасьевско-Троицкая	3						-19,1
	3						753
Ставропольская	3						-14,0
	2						
Северская	2						
	2						

Приимечание. В значениях пластового давления (M) измеренное глубинное манометром. $P_{раб}$ — вычисленное по избыточному давлению на буфере скважины. (p—P) то же, по плотности глинистого раствора переливающей скважины.

Результаты этих определений в сравнении с измеренными значениями пластового давления приведены в табл. 7.

Как следует из табл. 7, поровые давления, вычисленные по «кривым нормально уплотненных глин», более соответствуют измеренным значениям пластового давления, чем поровые давления, рассчитанные по методике эквивалентных глубин. Если в первом случае средняя относительная ошибка определения АВПД в 14 скважинах изменяется от -6,2 до 5,3%, то по методике эквивалентных глубин в этих же скважинах от -9,2 до 18,9%. В методике эквивалентных глубин не только величина относительных ошибок оказалась существенно выше, но и в 12 случаях из 15 рассмотренных поровое давление в покрышках ниже, чем в близлежащих коллекторах. Не выше, чем в коллекторах, как иногда бывает в природе, а ниже. Это обстоятельство противоречит физическому смыслу явления и указывает на несовершенство методики эквивалентных глубин.

Полученные результаты показывают преимущество расчетов по методике «кривых нормально уплотненных глин», что объясняется следующими причинами:

1) в расчетное уравнение (III.13) в методике «кривых нормально уплотненных глин» входит отношение петрофизических параметров, что снижает требования к точности определения этих параметров;

2) структура уравнения (III.13) такова, что небольшие возможные ошибки в определении угла наклона осредняющей кривой не могут оказать существенного влияния на результаты вычисления аномального давления;

3) в методике «кривых нормально уплотненных глин» влияние температуры на всем интервале интерпретации учитывается аналитическим поворотом осредненной кривой, что не только сокращает время интерпретации, но и снижает ошибки графического способа введения температурных поправок;

4) прямолинейная статистическая зависимость $\lg \bar{X} = f(h)$ в методике «кривых нормально уплотненных глин» осредняет свойства глинистых пород, приближает их к требованиям однородной глинистой толщи.

Аналитический способ определения АВПД, можно эффективно применять при машинной обработке геофизических данных. Применение методики эквивалентных глубин является предпочтительным при нелинейной зависимости $\lg \bar{X} = f(h)$.

2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ

Сейсморазведка является в настоящее время единственным методом разведочной геофизики, с помощью которого практически можно прогнозировать глубины залегания кровли зоны АВПД и предсказывать значения пластового давления. Возможность применения для этой цели других методов разведочной геофизики, например электроразведки и гравиразведки, пока не доказана на практике. Особая ценность использования сейсморазведки заключается в прогнозировании АВПД до начала бурения глубоких скважин. Полученные данные имеют чрезвычайно важное значение при проектировании скважины, выборе ее конструкции, позволяют производить бурение скважины в оптимальном технологическом режиме и избежать аварийных ситуаций.

Физической основой применения данных сейсморазведки для прогнозирования АВПД является снижение плотности пород, а следовательно, и скорости упругих волн в зоне высоких поровых давлений насыщающих флюидов. Согласно оценке, выполненной в главе II, в глинах, находящихся в зоне АВПД на глубинах 2000—4000 м, возможно увеличение интервального времени пробега упругих волн до 30—40%, стало быть, уменьшение интервальной скорости на ту же величину. При современных способах проведения сейсмической разведки и достижениях в области интерпретации эти изменения могут быть зафиксированы с достаточной надежностью.

Например, Е. Рейнольдс [137] проверил достоверность прогноза глубины залегания кровли зоны АВПД по материалам 35 глубоких скважин, пробуренных в девяти странах мира. Установлено, что в 60% случаев глубина залегания зоны АВПД была предсказана с точностью ± 150 м, в 70% случаев — с точностью ± 300 м. Величина пластового давления, выраженная через плотность глинистого раствора, в 52% случаев была определена с точностью $\pm 0,23$ г/см³ и в 75% случаев — $\pm 0,34$ г/см³. В двух случаях были даны ошибочные заключения, связанные с изменением литологии (карбонатизация) глинистых пород.

Аномалии скоростей упругих волн в осадочном разрезе могут быть вызваны различными причинами. Помимо зон АВПД, сложенных недоуплотненными породами, аномалии скоростей могут быть связаны с лито-

логической изменчивостью пород, с наличием залежей нефти и газа и с ореолами рассеяния углеводородов, сопутствующими этим залежам. Для разделения указанных эффектов необходимо располагать какими-то дополнительными признаками. Например, снижение скорости упругих волн, связанное с наличием АВПоД в глинистых толщах, носит региональный характер. В то же время снижение скорости в области залежей нефти или особенно газа является локальным и сопровождается усилением поглощения сейсмических волн.

Детальное изучение литологической изменчивости горных пород требует, к сожалению, более высокой точности определения пластовых скоростей, чем это обеспечивает современный скоростной анализ. Однако в отдельных благоприятных случаях (рифовые тела, мощные пачки литологически однородных пород и др.) имеется возможность использовать данные скоростного анализа. В недалеком будущем эффективность сейсморазведки, безусловно, будет повышена путем более полного изучения динамических характеристик упругих волн, которое станет возможным при комплексировании продольных и поперечных волн.

Анализ скоростей отраженных волн, который используют при прогнозировании АВПоД, заключается в вычислении в заданном временному окне ΔT некоторой функции S , характеризующей регулярность компоненты упругих колебаний с эффективной скоростью $v_{\text{эфф}}$. По этим данным получают спектры скоростей $S(v_{\text{эфф}})$. По величинам максимумов, наблюдаемых в спектрах, можно определить значения эффективных скоростей $v_{\text{эфф}}$. Временные окна при скоростном анализе располагаются равномерно по оси времени (вертикальные спектры скоростей) либо вдоль заданных интерпретатором опорных отражений (горизонтальные спектры скоростей). Для вычисления спектров скоростей предложено множество выражений. На основе моделирования, выполненного в Московском институте нефтехимической газовой и промышленности им. И. М. Губкина (МИНХ и ГП) [79], выбран логэкспоненциальный алгоритм, описываемый следующим соотношением:

$$S = \sum_{\Delta T}^{\Delta T + \Delta T} \left| \exp \left(\frac{1}{N} \sum_{m=1}^N \operatorname{sgn} F_m \ln |F_m| \right) \right|, \quad (\text{III.14})$$

где $\bar{F}_n = F_n(T + \theta_x)$ — текущий отсчет в (с) на трассе сейсмограммы с удалением x от пункта взрыва; θ_x — запаздывание отсчета относительно текущего времени T (в с), определяемое для удаления x и скорости v по годографу волны; ΔT_1 — начало временного окна в с; N — число совместно обрабатываемых сейсмических трасс.

Для повышения помехоустойчивости такой обработке с помощью указанного алгоритма одновременно подвергаются несколько соседних общих глубинных точек (ОГТ). Поэтому временной сдвиг θ_x должен учитывать и наклон границ, который задается интерпретатором либо определяется автоматически. С целью повышения точности несколько соседних по профилю спектров также осредняются. Таким образом, значение эффективной скорости для каждого отражения на профиле получают путем статистического осреднения результатов как по времени, так и по профилю. Для определения скоростей отдельных отражений длину временных окон выбирают сравнительно небольшой, не превышающей длительности отдельных отраженных импульсов, зато осреднение по профилю выполняют на базах, достигающих 1000 м и более. Этот прием позволяет снизить дисперсию эффективных скоростей до (0,010—0,015) v_{eff} , что не выше дисперсии средних скоростей при их определении прямым путем — по сейсмокаротажу.

На рис. 37 в качестве примера показаны фрагменты вертикальных спектров, полученные по двум близлежащим сейсмическим профилям в районе Северской площади Западно-Кубанского прогиба. Слева от графиков спектров скоростей автоматическим устройством графического вывода информации (плоттер) записано время центра установленного окна, справа — три значения эффективной скорости в порядке убывания экстремальных значений. Спектры на рис. 37, а имеют более четкие, узкие максимумы, по которым эффективная скорость определяется достаточно надежно. На рис. 37, б максимумы шире, более расплывчаты, что должно приводить к некоторому снижению точности в определении эффективной скорости. Эти различия в качестве материалов обусловлены исходными данными: в первом случае выполнена цифровая запись колебаний при максимальном удалении сейсмоприемников от пункта взрыва, равном 3500 м, во втором — аналоговая запись с максимальным удалением сейсмоприемников до 2400 м,

Выделенные интерпретатором значения эффективной скорости изучаемых волн (при наличии помех им могут соответствовать не самые высокие пики спектров) называют скоростью ОГТ ($v_{\text{огт}}$) или скоростью накапливания, так как они обеспечивают оптимальное выделение волн при суммировании по методу общей глубинной точки.

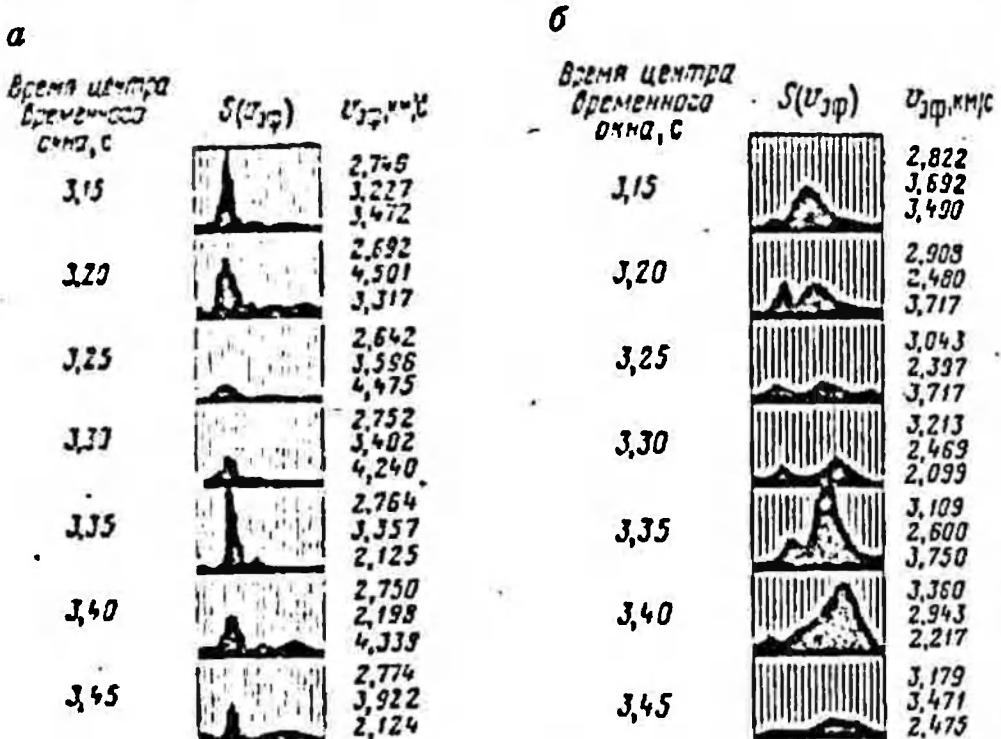


Рис. 37. Примеры спектров скоростей продольных волн по различным профилям.

а — цифровая запись сейсмограмм; б — аналоговая запись сейсмограмм

Перед геологической интерпретацией необходимо учесть влияние на полученные скорости таких искажающих факторов, как угол наклона отражающих границ и слоистость вышележащей толщи пород. Влияние угла наклона i_k некоторой k -й отражающей границы на величину эффективной скорости $v_{\text{эф},k}$ учитывается умножением величины $v_{\text{огт},k}$ для этой границы на косинус угла i_k :

$$v_{\text{эф},k} = v_{\text{огт},k} \cos i_k. \quad (\text{III.15})$$

Слоистость покрывающей толщи в первом приближении корректируется по формуле Брауна [105], определяющей в качестве средней скорости предельную эффективную скорость $v_{\text{пр},k}$ до k -й отражающей границы,

$$v_{\text{пр.} k} = v_{\text{эф.} k} \sqrt{1 - 1,4 \left(\frac{\theta_k}{t_k} \right) \left(\frac{\sigma_k}{v_{\text{эф.} k}} \right)^2}, \quad (\text{III.16})$$

где θ_k — временной сдвиг по гидографу отраженной волны для наиболее удаленного приемника в с; t_k — время прихода отраженной волны к этому приемнику в с; σ_k — дисперсия пластовых скоростей для вышележащей толщи пород от поверхности до k -й отражающей границы.

С целью определения пластовой¹ скорости $v_{\text{пл.} k}$ может быть использована формула [110]

$$v_{\text{пл.} k} = \sqrt{\frac{v_{\text{пр.} k+1}^2 t_{k+1} - v_{\text{пр.} k}^2 t_k}{t_{k+1} - t_k}}, \quad (\text{III.17})$$

где индексом « $k + 1$ » обозначена подошва изучаемого интервала $(k + 1)$ -й отражающей границы.

На рис. 38 показан глубинный разрез МРНП, дающий представление об условиях залегания пород в районе расположения обрабатываемых сейсмических профилей. Разрез построен на ЭВМ. Здесь же помещены литологическая колонка и результаты определения удельного электрического сопротивления глинистых пород. Эти данные получены по материалам исследования скв. 1 Северской площади, расположенной в непосредственной близости от рассматриваемых сейсмических профилей. Разрез сложен песчано-глинистыми породами, причем глинистые породы преобладают, образуя мощные пачки. Уменьшение удельного сопротивления глинистых пород с глубиной, отмеченное по результатам электрических исследований скв. 1, свидетельствует о наличии зоны АВПоД в разрезе и определяет мощность этой зоны.

Детальные представления о литологии разреза и нахождении зоны АВПоД в районе не требуются для прогнозирования аномальных давлений по сейсмическим данным. Они приведены для того, чтобы показать, что первая опытная обработка сейсмических материалов с целью прогнозирования зон аномальных давлений выполнена в районе с благоприятной литологической характеристикой разреза (наличие мощных пачек глин), в котором заранее известно местоположение зоны АВПоД.

На рис. 39 сведены все полученные результаты. На рис. 39, а выполнено сравнение кривых средних ск

¹ Строго говоря, имеется в виду скорость, определенная по временам двух соседних отражений.

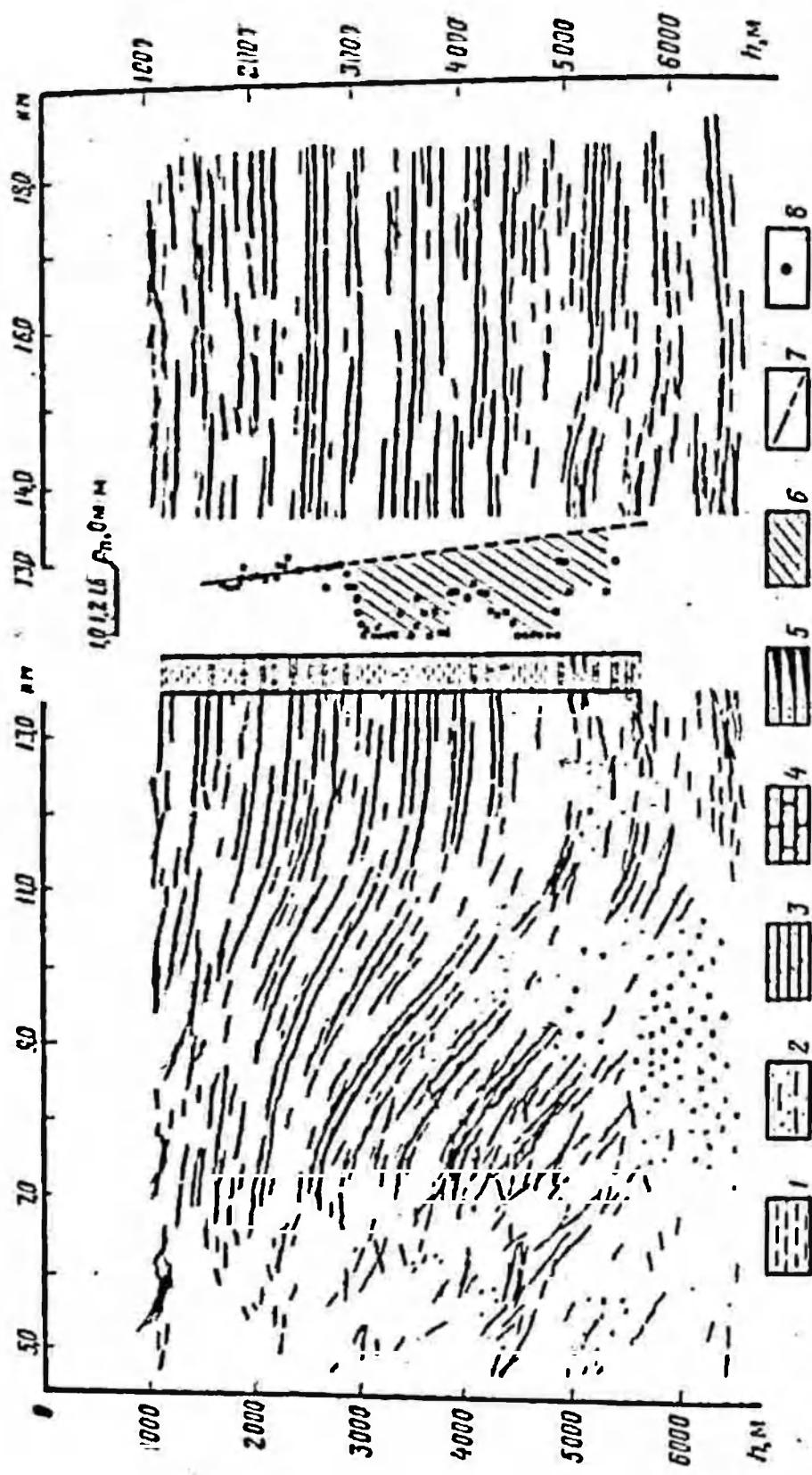


Рис. 38. Глубинный разрез МРНП в сопоставлении с литологической колонкой и кривой изменения удельного электрического сопротивления глинистых пород в скв. 1 Северской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).
 1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — мергель; 4 — песчаник непродуктивный; 5 — песчаник продуктивный; 6 — зона малоизмененного удельного сопротивления глин; 7 — зона измеренного удельного сопротивления глин по БЭЗ

ростей v_{cp} , скоростей ОГТ v_{ogt} и предельных эффективных скоростей v_{pr} . Вследствие слабой дифференциации разреза по скорости кривые 2 и 3 очень близки. Различие этих кривых с кривой 1, вероятно, объясняется большим влиянием анизотропии скорости на величины v_{ogt} и v_{pr} .

Как видно из рис. 39, б, в, обе кривые пластовых скоростей согласуются между собой, что подтверждает эффективность принятой методики интерпретации. В изучаемом разрезе до глубины 2250 м наблюдается постепенное увеличение пластовых скоростей в соответствии с уплотнением осадков. Это возрастание скоростей терригенных пород с глубиной при нормальном гидростатическом давлении жидкости в порах описывается экспоненциальным законом. В полулогарифмическом масштабе такая зависимость преобразуется в прямую линию [120, 134].

Отклонение значений пластовых скоростей от прямой линии в нижней части разреза объясняется меньшей плотностью пород в связи с влиянием аномально высокого давления поровых флюидов. Продуктивные пласти песчаника с аномально высоким давлением располагаются в нижней части разреза (кумский горизонт).

Наличие зоны АВПД ниже глубины 2250 м подтверждается более низкими значениями удельного сопротивления глинистых пород (см. рис. 39, г); определенных в скв. 1 по боковому электрическому зондированию [37], а также изменением плотности глинистого раствора, использованного при бурении этой скважины (рис. 39, д).

Численные значения порового давления в зоне АВПД были рассчитаны по кривой предельных эффективных скоростей (см. рис. 39, в) с использованием уравнения, приведенного в табл. 6. Определения выполнены в интервалах минимальных пластовых скоростей, т. е. в толщах глинистых пород, наиболее свободных от влияния песчаниковых пластов. На глубине 3200 м давление поровой жидкости в глинах $p_a = 560 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ($K_a = 1,75$), а на глубине 4250 м $p_a = 820 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ($K_a = 1,96$). Контрольные определения порового давления по более детальной кривой изменения удельного сопротивления глин подтверждают полученные результаты — коэффициенты аномальности в двух интервалах разреза равны соответственно 1,92 и 1,99.

В рассмотренном примере мощность зоны АВПД превышает 3000 м; в ее строении участвуют мощные

пачки глинистых пород. Это — благоприятные условия для применения сейморазведки с целью прогнозирования. В других случаях зона АВПД может иметь меньшую мощность. В разрезе могут встречаться толщи карбонатных пород, гидрохимические осадки, которые необходи́мо выделять по кривой пластовых скоростей и

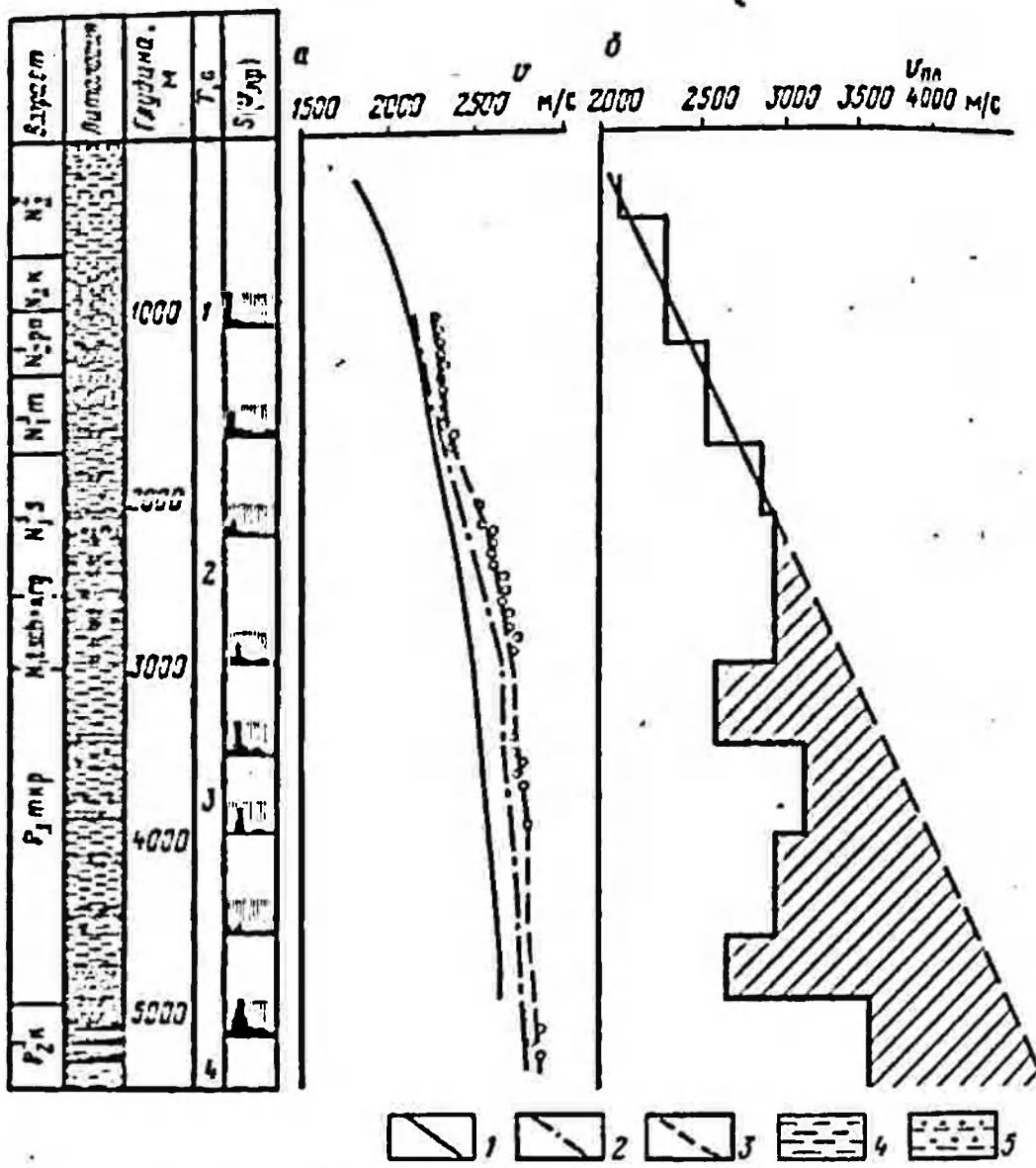
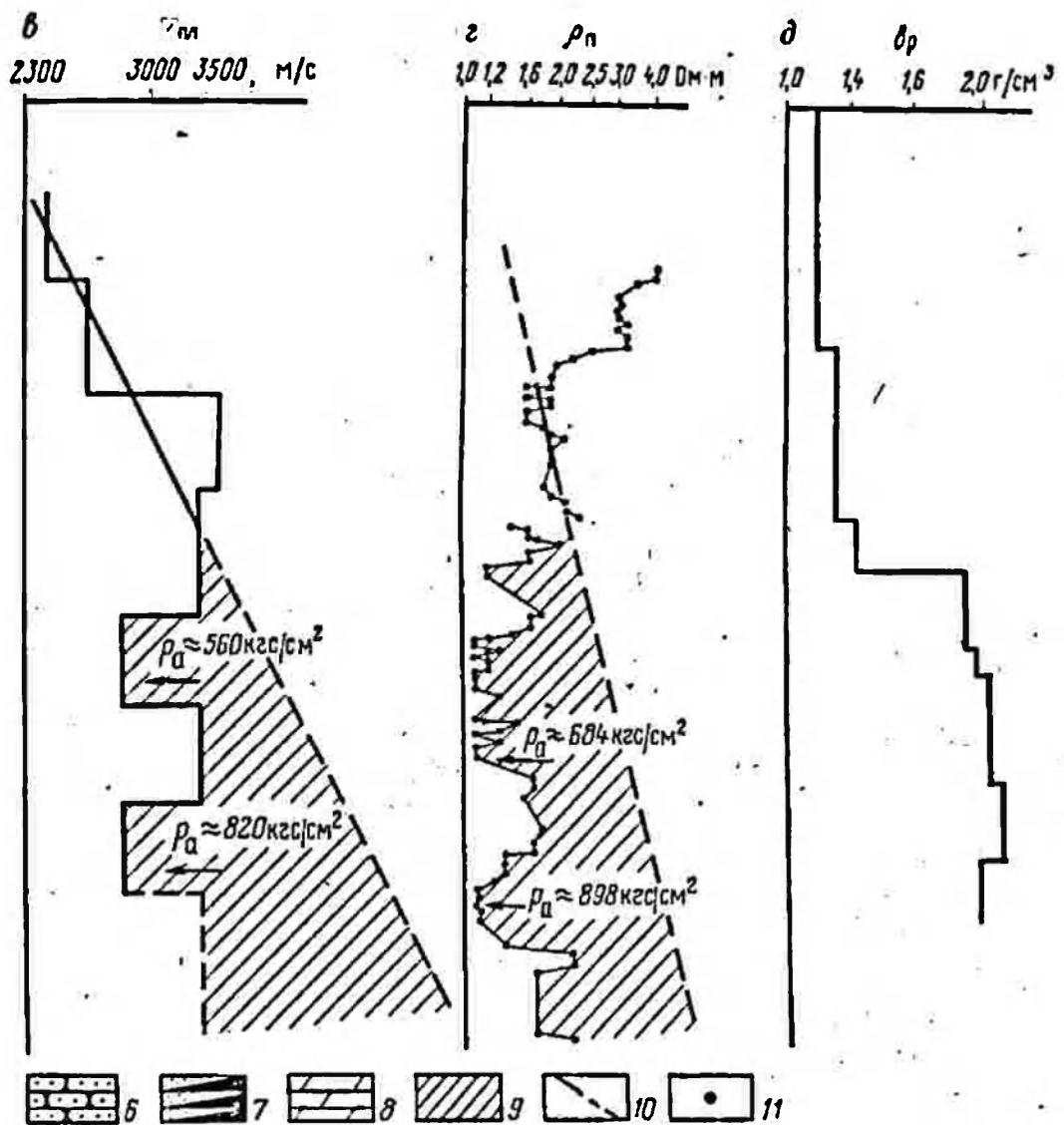


Рис. 30. Результаты прогнозирования АВПД по данным сейморазведки скв. 1 Северской площади (Азово-

я — кривые изменения скоростей; б — кривая пластовых скоростей, вычисленных уравнениями (III.17) по кривой предельных эффективных скоростей, которая определена в скважине по ГЭЗ; в — изменение средних скоростей по данным вертикального сейсмического профилирования скоростей, полученных по материалам выявления скоростей; 4 — глина; тяжелая; 8 — мергель; 9 — зона аномально высокого порового давления; 10 — сопротивле-

щую мощность. В разрезе могут встречаться толщи карбонатных пород, гидрохимические осадки, которые необходи́мо выделять по кривой пластовых скоростей и

исключать из рассмотрения при определении положения «кривых нормально уплотненных глин» и при выяснении величины пластового давления.



ведки в сопоставлении с результатами промыслового-геофизических исследований (Кубанская нефтегазоносная область).

путем прямого наблюдения по методике ВСП; *в* — то же, вычисленных с помощью получена по результатам анализа сейсмограмм; *г* — кривая изменения удельного вая изменения плотности глинистого раствора, применяемого при бурении; *1* — рования (ВСП); *2* — изменение скоростей ОГТ; *3* — изменение предельных эффек-
5 — глина песчанистая; *6* — лесчаник непродуктивный; *7* — песчаник продук-
«кривая нормально уплотненных глин»; *11* — измеренное значение удельного
ния глин

Необходимо определить разрешающую способность способа прогнозирования АВПД по данным сейсморазведки, т.у минимальную мощность интервала, для которого

можно надежно вычислить пластовую скорость. Для такой приближенной оценки воспользуемся уравнением (III.17). После некоторых его преобразований и допущений получим:

$$\Delta h \approx 2 \frac{\Delta v_{\text{эф}}}{v_{\text{пл}}} h, \quad (\text{III.18})$$

где Δh — мощность интервала, имеющего скорость $v_{\text{пл}}$; h — глубина середины интервала; $\Delta v_{\text{эф}}$ — разница между значениями $v_{\text{пл}}$ в пределах интервала Δh .

Выделение интервала пластовой скорости по кривой приведенных эффективных скоростей можно считать надежным, если значение $\Delta v_{\text{ф}}$ будет превышать утроенную дисперсию эффективных скоростей $\sigma_{v_{\text{эф}}}$. С учетом этого выражение (III.18) будет иметь вид

$$\Delta h > \frac{6\sigma_{v_{\text{эф}}}}{v_{\text{пл}}} h. \quad (\text{III.19})$$

Скоростной анализ, выполненный по методике МИНХ и ГП, показывает, что при хорошем качестве сейсмических материалов дисперсия эффективных скоростей $\sigma_{v_{\text{эф}}}$ составляет $(0,010-0,015) v_{\text{эф}}$. Если для упрощения вычислений принять в выражении (III.19) $v_{\text{пл}}/v_{\text{эф}} \approx 1$, то получим соотношение для определения минимальной мощности интервала пластовой скорости:

$$\Delta h_{\text{мин}} > (0,06 \div 0,09) h. \quad (\text{III.20})$$

Из выражения (III.20) следует, что минимальная мощность интервала при определении пластовой скорости изменяется в следующих пределах:

$$\begin{aligned} \text{в случае } h = 2000 \text{ м } \Delta h_{\text{мин}} &= 120 \div 180 \text{ м;} \\ \rightarrow \quad 4000 \text{ м } \Delta h_{\text{мин}} &= 240 \div 360 \text{ м;} \\ \rightarrow \quad 6000 \text{ м } \Delta h_{\text{мин}} &= 360 \div 540 \text{ м.} \end{aligned}$$

При отсутствии отражения или плохом качестве сейсмических материалов эта мощность возрастает, а следовательно, и разрешающая способность сейморазведки для выделения зон АВПод ухудшается.

Следует заметить, что приблизительно на интервалы такой мощности разбиваются кривые пластовых скоростей, которые приводятся в работе [137]. В работе [99] говорится о возможности выделения по данным сейсмо-

разведки зон АВПД мощностью до 6 м на глубинах 1000 и 5000 м, что, на наш взгляд, технически маловероятно.

Исходя из выполненной оценки можно предположить, что благоприятные условия для выделения зон АВПД по данным сейсморазведки существуют, кроме Западно-Кубанского прогиба, в пределах Южно-Каспийской впадины, Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадин, во внутренних частях Предкарпатского прогиба и т. п. Применение этой методики очень перспективно при проектировании глубоких скважин в условиях континентального шельфа, в разрезах которых, как показывает международный опыт, часто имеются залежи с аномально высокими пластовыми давлениями.

3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Для прогнозирования АВПД по данным геофизических исследований скважин используют методы электрометрии, радиометрии и ультразвуковой.

Методика прогнозирования по данным перечисленных методов строится следующим образом. Прежде всего намечают комплекс геофизических методов, эффективно применяемых в изучаемом районе, и по материалам предварительного прогноза ориентировочно устанавливают интересующие интервалы глубин. Далее в процессе исследования скважин на диаграммах геофизических методов по всему интервалу изучаемой скважины выделяют пластины наиболее чистых глин мощностью по возможности не менее 5 м. Чистые глины по данным геофизических методов характеризуются следующими физическими свойствами:

- а) наиболее низким для заданной глубины удельным электрическим сопротивлением (часто 1—10 Ом·м);
- б) положительной аномалией СП;
- в) повышенной гамма-активностью;
- г) частым увеличением диаметра скважины;
- д) низкими показаниями нейтронного и нейтронного гамма-методов;
- е) высокими значениями интервального времени распространения продольных волн.

В значения рассматриваемых геофизических параметров в выделенных пластах глин при необходимости вно-

сят поправки за влияние диаметра скважины, мощности пласта и т. п. Исправленные значения геофизического параметра наносят на график зависимости (в полулогарифмическом масштабе) от глубины залегания исследуемых пород. Полученные статистические связи между физическими свойствами глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости, и глубиной их залегания аппроксимируют экспоненциальными зависимостями. В полулогарифмическом масштабе эти зависимости представляют собой прямые линии — «кривые нормально уплотненных глин». Отклонение точек от установленной зависимости в сторону, соответствующую увеличению пористости, указывает на наличие аномально высоких поровых давлений в глинистых породах (исключение — влияние искажающих факторов).

Рассмотрим прогнозирование АВПД по данным различных геофизических методов исследования скважин с помощью методики «кривых нормально уплотненных глин», а также примеры использования методики эквивалентных глубин.

Определение аномально высоких поровых давлений по данным электрометрии скважин

С помощью данных электрометрии скважин (методы бокового электрического зондирования, сопротивления экранированного заземления, индукционный и др.) определяют удельное электрическое сопротивление (электропроводность) глинистых пластов. Затем в полулогарифмическом масштабе строят зависимости изменения удельного сопротивления (электропроводности) от глубины залегания изучаемых пластов и проводят «кривую нормально уплотненных глин». На графиках отклонениями от «кривой нормально уплотненных глин» отмечается зона АВПД (рис. 40, интервал 2550—2970 м).

Для количественной оценки аномального порового давления в глинистой покрышке по данным электрометрии скважин (БЭЗ, СЭЗ — метод сопротивления экранированного заземления и др.) уравнение (III.13) приобретает следующий вид:

$$p_a = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_a)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{P_n^{h_1}}{P_n^{h_2}} + \frac{\alpha (P_n)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{P_n \cdot n}{P_n \cdot a}, \quad (III.21)$$

где ρ_{n_2} ; ρ_{n_1} — значения удельных электрических сопротивлений глины соответственно на глубинах h_2 и h_1 при нормальном давлении норовой жидкости; $\alpha(\rho_n)$ — температурный коэффициент, характеризующий влияние температуры на удельное сопротивление глинистых пород.

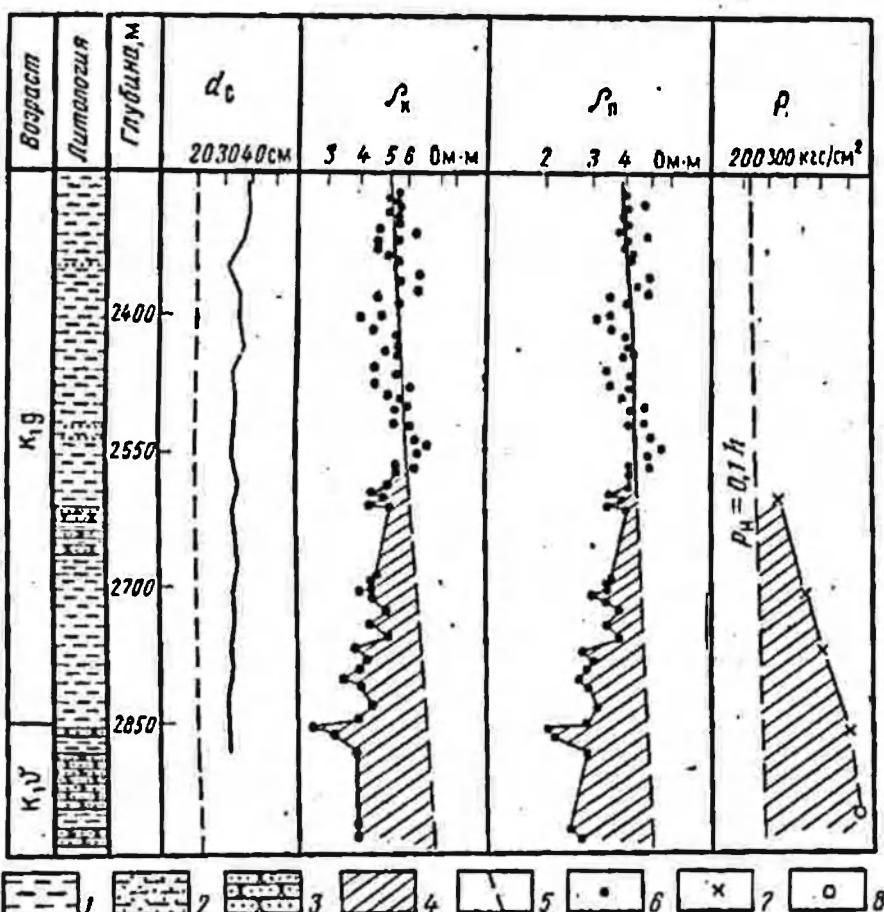


Рис. 40. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 1 Куколовской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — «кривая нормально уплотненных глин»; 6 — измеренное значение удельного сопротивления глин; 7 — вычисленное значение аномального порового давления; 8 — значение аномально высокого пластового давления, измеренного глубинным манометром

Выше уже упоминалось, что уравнение (III.21) идентично уравнению, выведенному В. М. Добрыниным и Ю. А. Лимбергером в работе [32] иным путем. В отличие от выражения, описанного в работе [120], в нем произведение $\frac{\alpha(\rho_n)}{2,3} \Gamma \Delta h$ учитывает изменение удельного сопротивления глины от изменения температуры в конкретной геофизической обстановке, а также принимает в расчет

свойства конкретных разновидностей глини. Это позволяет применять уравнение (III.21) в различных нефтегазоносных районах.

Значения температурного коэффициента

$$\alpha(\rho_n) = -\frac{1}{\rho_n} \frac{\Delta \rho_n}{\Delta t}$$

были вычислены [32] по данным экспериментальных определений удельного сопротивления глини различного мине-

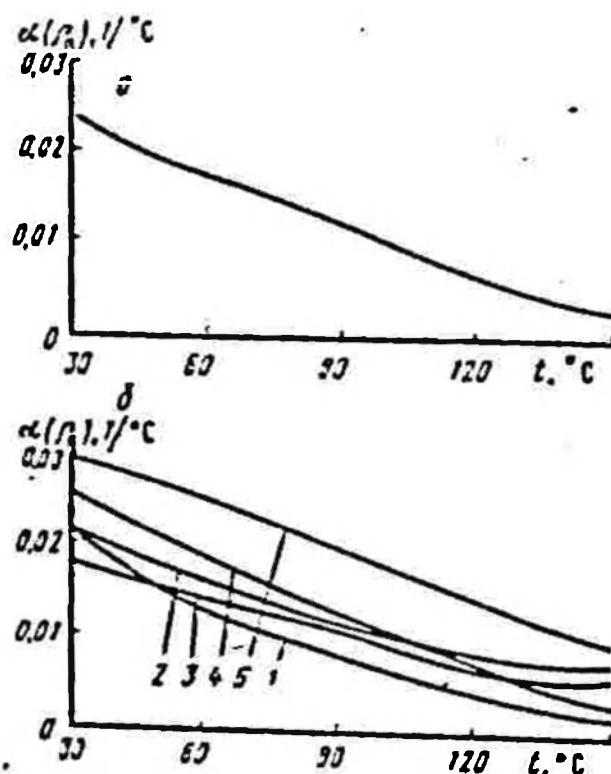


Рис. 41. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(\rho_n)$ от температуры t .

a — сводная кривая (без монтмориллонита); *b* — кривые для различных глинистых минералов:
1 — Бентонит, 2 — каолин,
3 — каолин и гидрослюд (джанкобская), 4 — каолин + гидрослюд (бакинская), 5 — монтмориллонит

рального состава в зависимости от температуры. Глины насыщены 4,5 и. раствором NaCl и подвергнуты всестороннему сжатию, равному 200 кгс/см², при давлении насыщающего электролита 150 кгс/см². Это позволило определить удельные сопротивления в интервале температур 25—170° С (рис. 41).

Из рис. 41 видно, что коэффициент $\alpha(\rho_n)$ зависит от температуры и минерального состава глини. Наибольшие значения температурного коэффициента соответствуют монтмориллониту. Другими словами, удельное сопротивление монтмориллонита изменяется от температуры значительно больше, чем у других глини. На рис. 41, *a* показана осредненная кривая, построенная без учета монтмориллонита, содержание которого на больших глубинах

среди нормально уплотненных глин обычно невелико. Этой кривой рекомендуется пользоваться в тех случаях, когда нет сведений о минеральном составе изучаемых глинистых толщ. Кривые на рис. 41, б могут быть полезны при наличии более детальных сведений о минеральном составе глин.

Определение АВПД по данным электрометрии скважин рассмотрим на примере изучения геофизических материалов скв. 1 Куко́ловской пло́щади Азово-Кубанской нефтегазоносной области (см. рис. 40). В этой скважине аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности, равным 2,2, встречено в нижнемеловых отложениях валанжинского яруса на глубине около 3000 м. Выше коллектора с АВПД залегает мощная толща глинистых пород-покрышек готернвского яруса. Изучение изменения удельного сопротивления этой глинистой толщи с глубиной позволило в интервале глубин 2550—2970 м выделить зону с аномально высоким поровым давлением. Количественная оценка аномального порового давления в глинистой покрышке производилась с помощью уравнения (III.21): Вычисленное наибольшее значение аномального порового давления на глубине 2840 м было приведено к глубине 2977 м. Это давление хорошо согласуется с данными замера пластового давления в коллекторе глубинными манометрами на этой же глубине. Среднее относительное расхождение результатов составило 0,3%.

Поскольку в расчетное уравнение (III.21) входят отношения удельных сопротивлений глин, для количественной оценки аномального порового давления можно использовать кажущееся удельное сопротивление этих пород (при условии незначительного изменения диаметра скважины). В рассматриваемой скв. 1 Куко́ловской пло́щади также опробовано применение значений ρ_k , полученных с помощью диаграмм градиент-зонда ($AO = 1,3$ м). Результаты определения порового давления с помощью значений ρ_p и ρ_k хорошо совпадают.

Этот пример, а также другие, полученные на пло́щадях Азово-Кубанской нефтегазоносной области, свидетельствуют о возможности использования кажущегося удельного сопротивления глинистых пород, полученного зондами с $AO = 1,3 \div 2,5$ м, для количественной оценки поровых давлений. Расхождение в величинах поровых давлений, определенных по ρ_p и ρ_k , не превышает 1—2%.

Для оценки аномально высокого порового давления с помощью индукционного метода (ИМ) уравнение (III.13) приобретает вид

$$p_a = p_n + \frac{\frac{e}{\sigma_{n_1}} (\delta_n - \delta_{n_2})_{\text{ср}} \Delta h}{\lg \frac{\sigma_{n_1}^{h_1}}{\sigma_{n_2}^{h_2}} - \frac{\alpha (p_n)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg \frac{\sigma_{n_1}}{\sigma_{n_2}}, \quad (\text{III.22})$$

где σ_{n_1} , σ_{n_2} — значения электропроводности глии соответственно на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении поровой жидкости; σ_{n_1} , σ_{n_2} — значения электропроводности глии на глубине определения соответственно при нормальном и аномальном давлении поровой жидкости.

Определения АВПоД с помощью индукционного метода проводили в скважинах Терско-Сунженского нефтегазоносного района и в Прикаспийской впадине. Пример выделения зоны аномального порового давления с помощью индукционного метода будет рассмотрен далее на примере скв. 39 Карджин-Змейской площади (Терско-Сунженский нефтегазоносный район). Относительная погрешность определения величины пластового давления в этой скважине составила $-6,8\%$, по двум скважинам площади Карпенка (Прикаспийская впадина) средняя погрешность оказалась равной $8,3\%$.

Использование методов электрометрии для определения аномально высокого порового давления ограничивается рядом факторов, искажающих результаты исследований. Они связаны с изменением минерализации поровых вод, с трещиноватостью и нефтегазонасыщенностью глинистых пород, с изменением минерального состава глии (влияние песчаных, карбонатных, гидрохимических примесей и т. п.). Из-за этих факторов возможны ошибки в истолковании результатов электрометрии при прогнозировании АВПД. Чтобы избежать подобных ошибок, в каждом конкретном случае необходимо выявлять и по возможности исключать искажающее влияние таких причин. Если это затруднительно, то для прогнозирования следует применять другие геофизические методы, на результаты которых отмеченные факторы оказывают менее существенное влияние.

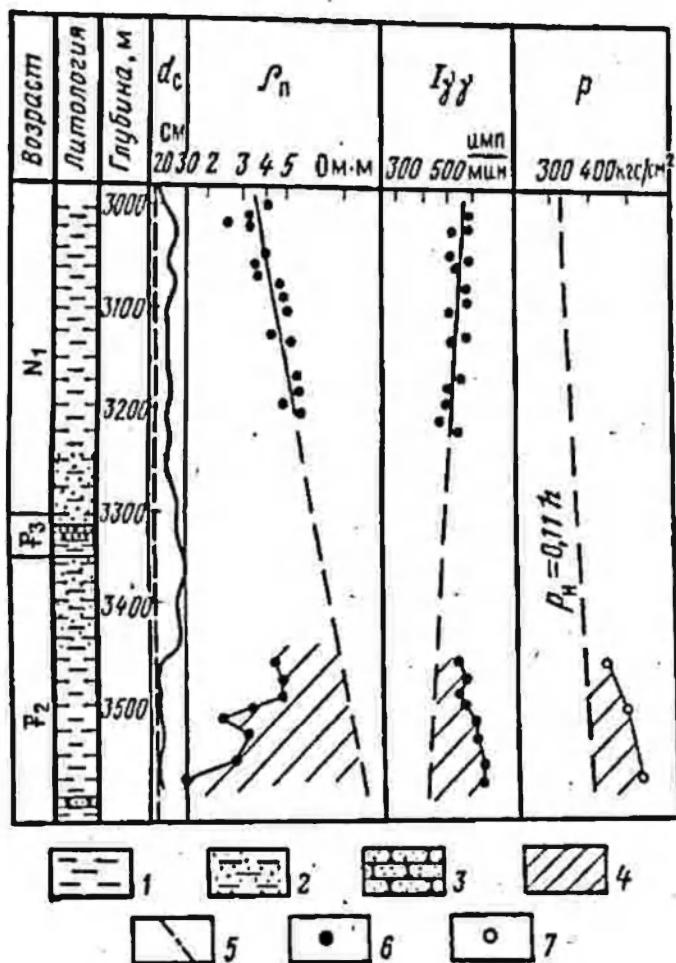
Определение аномально высоких поровых давлений по данным радиометрии скважин

При оценке АВПоД с помощью радиометрии наибольшее применение имеют метод рассеянного гамма-излуче-

ния и нейтронный гамма-метод. По результатам исследований этими методами также строят графики зависимостей значений интенсивности рассеянного гамма-излучения или интенсивности гамма-излучения радиационного захвата

Рис. 42. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным ГГМ и электрометрии в скв. 22 Наманганской площади (Ферганская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — «кривая нормально уплотненных глин»; 6 — измеренное значение геофизического параметра в глинах; 7 — вычисленное значение аномально высокого порового давления по данным ГГМ



в глинистых породах от глубины залегания и проводят «кривые нормально уплотненных глин». По отклонению точек от этих кривых отмечают зоны АВПоД (рис. 42, интервал 3460—3560 м).

Метод рассеянного гамма-излучения

Количественная оценка величины аномального порового давления по данным ГГМ осуществляется с помощью уравнения (III.13), которое в этом случае принимает следующий вид:

$$p_a = p_n + \frac{g (\delta_p - \delta_v)_{cp} \Delta h}{I_{\gamma\gamma}^{h_1} - I_{\gamma\gamma}^{h_2}} \lg \frac{I_{\gamma\gamma, a}}{I_{\gamma\gamma, n}}. \quad (\text{III.23})$$

Здесь $I_{\gamma\gamma}^{h_1}$, $I_{\gamma\gamma}^{h_2}$ — интенсивность рассеянного гамма-излучения в глинах на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении поровой жидкости; $I_{\gamma\gamma..n}$, $I_{\gamma\gamma..a}$ — интенсивность рассеянного гамма-излучения в глинах при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости.

Как видно из уравнения (III.23), при определении АВПоД с помощью гамма-гамма-метода не требуется введение специальных поправок на влияние температуры. Однако, так как метод рассеянного гамма-излучения обладает малой глубинностью, неровности поверхности скважины и большие каверны могут оказывать искажающее влияние на полученные данные. В результате этого перспективы применения метода ГГМ для прогноза АВПД связаны с использованием более совершенных геофизических приборов и с разработкой методики введения поправки за промежуточный слой.

Определение АВПоД по данным метода рассеянного гамма-излучения рассмотрим на примере скв. 22. Наманганской площади, расположенной в пределах Ферганской межгорной впадины. Аномально высокое пластовое давление встречено здесь в отложениях эоцена на глубине 3570 м. Коэффициент аномальности $K_a = 1,55$. Выше коллектора залегает терригенная толща эоцен-миоцена.

На рис. 42 показаны изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения и удельного электрического сопротивления глинистых пород с глубиной. Зона аномально высокого порового давления выделяется в интервале 3460—3560 м. Поскольку прибор, применяемый при ГГМ, является прижимным, изменение dc скважины не оказалось большого влияния на показания метода.

Величина аномально высокого порового давления, полученная с помощью уравнения (III.23), хорошо согласуется со значением пластового давления, определенного по плотности глинистого раствора в переливающей скважине. Относительное расхождение результатов составило -7% . Величина аномального порового давления, вычисленная по данным электрометрии, практически не отличается ($0,7\%$) от значения пластового давления, рассчитанного по плотности глинистого раствора.

Нейтронный гамма-метод

Количественная оценка порового давления по материалам НГМ производится с помощью уравнения (III.13), которое в этом случае имеет вид

$$p_a = p_n + \frac{g(\delta_n - \delta_a)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{I_{ny,n}}{I_{ny,a}} - \frac{\alpha(I_{ny})}{2,3}} \lg \frac{I_{ny,n}}{I_{ny,a}}, \quad (III.24)$$

где $I_{ny}^{h_1}$, $I_{ny}^{h_2}$ — показания нейтронного гамма-метода в глинистых породах соответственно на глубинах h_1 и h_2 по «кривой нормального уплотнения глин»; $I_{ny,n}$, $I_{ny,a}$ — показания нейтронного гамма-метода в глинистых породах соответственно при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости; $\alpha(I_{ny})$ — температурный коэффициент, характеризующий влияние температуры на показания нейтронного гамма-излучения.

Уравнение (III.24) предусматривает введение температурной поправки при определении аномально высоких поровых давлений по данным НГМ. Влияние температуры на показания нейтронных методов установлено из анализа процессов взаимодействия нейтронного излучения с горной породой. При этом в первую очередь температура оказывает воздействие на скорость тепловых нейтронов, что изменяет коэффициент диффузии, а также длины миграций нейтронов и гамма-квантов [51]. Кроме того, перемена температуры изменяет плотность среды в результате ее теплового объемного расширения. При увеличении температуры I_{ny} возрастает.

В работе [14] оценено влияние температуры на результаты определения пористости пород по нейтронному гамма-методу с использованием принципа L -эквивалентности [80]. При определении влияния изменения плотности в расчетах учитывали только тепловое расширение воды, насыщающей поры породы. Тепловое расширение минерального скелета не принимали во внимание.

Температурный коэффициент, характеризующий изменение интенсивности нейтронного гамма-излучения от температуры, определяли по уравнению

$$\alpha(I_{ny}) = \frac{1}{I_{ny}} \frac{\Delta I_{ny}}{\Delta t}, \quad (III.25)$$

где ΔI_{ny} — изменение нейтронного гамма-излучения интенсивностью I_{ny} за счет изменения температуры Δt .

Для определения $\alpha(I_{ny})$ использованы кривые $I_{ny}(t)/I_{ny}(20^\circ\text{C}) = f(t)$, рассчитанные А. В. Булатовым и Р. А. Резвановым [14], для условий, когда диаметр скважины $d_c = 15 \div 30$ см, а влажность пород $w = 10 \div 40\%$. Результаты вычислений показали, что основ-

ное влияние на величину $\alpha(I_{n\gamma})$ оказывает температура, изменения диаметра скважины и влажности пород действуют значительно меньше. Учитывая это обстоятельство, а также тот факт, что абсолютная величина $\alpha(I_{n\gamma})$ мала, зависимость $\alpha(I_{n\gamma}) = f(t)$ в интервале температур 20—300° С можно представить осредненной кривой (рис. 43). Эту же кривую можно использовать при определении АВПД по нейтрон-нейтронному методу. Недоучет влияния температуры в уравнении (III.24) ведет к весьма небольшому, но систематическому занижению порового давления (на 0,5—4,0% в зависимости от температуры пласта).

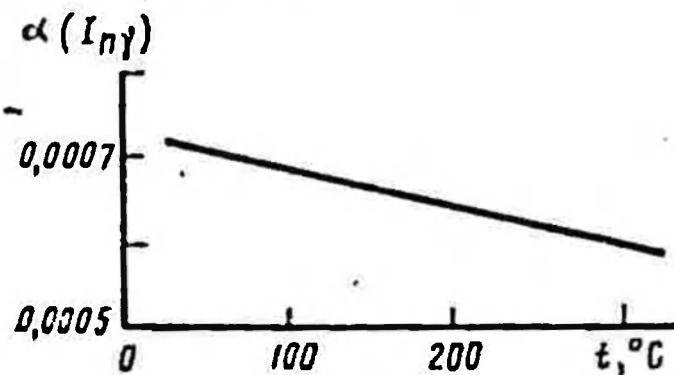


Рис. 43. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(I_{n\gamma})$ от температуры t

Использование нейтронного гамма-метода для прогноза АВПД рассмотрим на примере изучения материалов скв. 41 (46) площади Кичик-Бель Афгано-Таджикской нефтегазопосной области (рис. 44). Залежи с АВПД (коэффициент аномальности $K_a \approx 2,0$) в разрезе этой скважины приурочены к отложениям верхнего мела и залегают на глубинах 1776—2335 м. Выше располагается толща глинистых пород с пропластками известняков. Разрез скв. 41 (46) изучали с помощью методов НГМ и электрометрии. Из рис. 44 видно, что оба используемых метода позволяют выделить зону с аномальным давлением поровой жидкости в интервале глубин 1660—2250 м.

Влияние изменения диаметра скважины на $I_{n\gamma}$ может быть учтено с помощью палетки [12], представленной на рис. 45. Из рис. 45 видно, что, например, при средней влажности изучаемых глинистых пород $w = 30 \div 40\%$ поправочный коэффициент за изменение диаметра скважины близок к единице ($0,9 \div 1,0$). Поэтому в первом приближении поправкой за изменение диаметра скважины при определении АВПД можно пренебречь.

Сравнение вычисленных значений аномального порового давления (приведенных к глубинам манометрических замеров) с данными манометрических замеров в коллекторах

рах дает положительные результаты. Относительное расхождение величин давлений по материалам НГМ в скв. 41 (46) (см. рис. 44) и по манометрическим замерам составляет от -6,4 до 15%, а по данным электрометрии и манометра — от -6,3 до 2,7%.

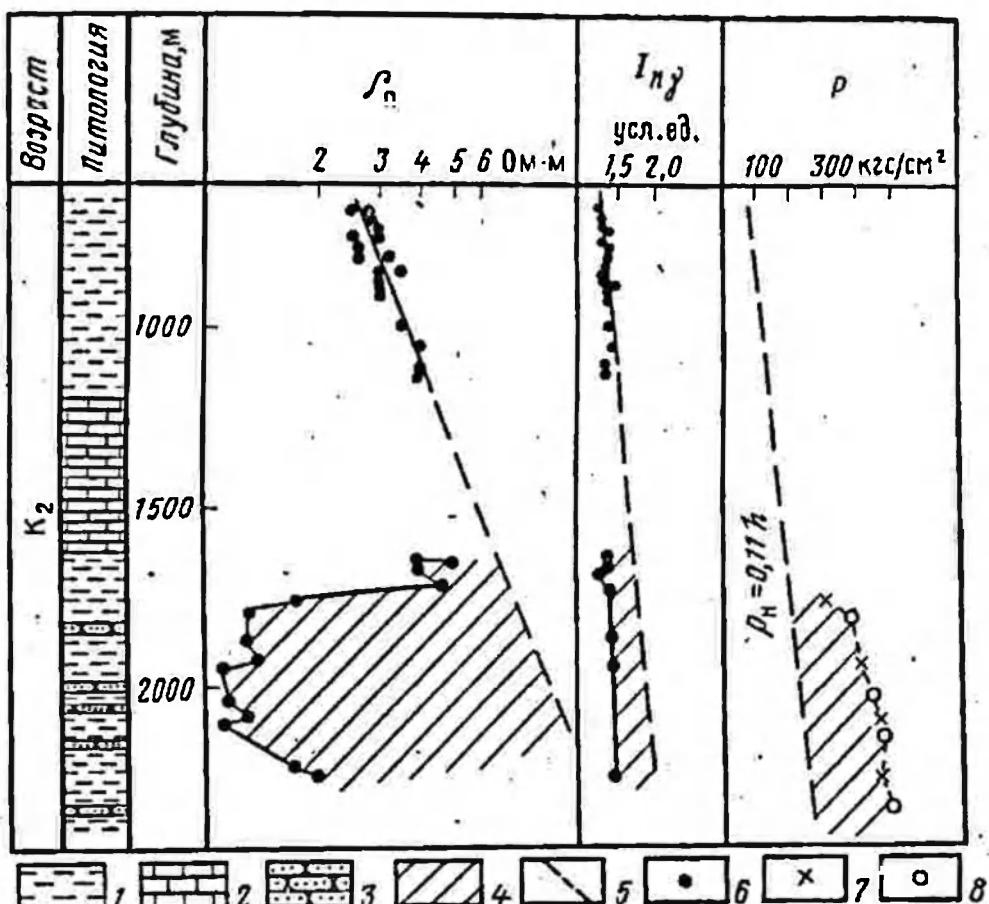
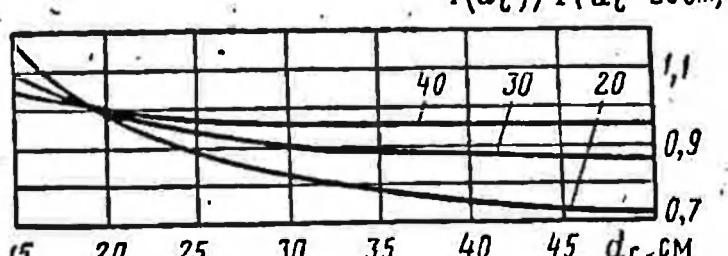


Рис. 44. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным НГМ и электрометрии в скв. 41 (46) площади Кичик-Бель (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — «кривая нормально уплотненных глин»; 6 — измеренное значение геофизического параметра в глинах; 7 — вычисленное значение аномально высокого порового давления по данным электрометрии; 8 — значение аномально высокого пластового давления, измеренного глубинным манометром

Рис. 45.1 Влияние диаметра скважины d_c на изменения интенсивности нейтронного гамма-излучения $I(d_c)/I(d_c=20 \text{ см})$.

Параметр кривых — средняя величина влажности ω пород, %



Нейтронный гамма-метод можно использовать для оценки поровых давлений в обсаженных скважинах.

Определение аномально высоких поровых давлений по данным ультразвукового метода

По результатам интерпретации данных ультразвукового метода (УМ) строят зависимости интервального времени пробега продольных волн от глубины залегания изучаемых глинистых пластов и проводят «кривую поромально уплотненных глин». На построении графике отклонением от «кривой нормально уплотненных глин» отмечается зона АВПоД. Для количественной оценки аномального порового давления используется также уравнение (III.13), принимающее в этом случае вид

$$\rho_a = \rho_n + \frac{g (\delta_n - \delta_a)_{cr} \Delta h}{\lg \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2} - \frac{\alpha (\Delta t)}{2,3} \Gamma \Delta h} \cdot \delta \frac{\Delta t_a}{\Delta t_n}, \quad (III.26)$$

где Δt_1 , Δt_2 — значения интервального времени пробега упругих волн в глинистых породах на глубинах соответственно h_1 и h_2 в условиях нормального давления поровой жидкости; Δt_a , Δt_n — значения интервального времени пробега упругих волн в глинистых породах на глубине определения соответственно при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости; $\alpha (\Delta t)$ — температурный коэффициент, учитывающий влияние температуры на интервалное время или скорость продольных волн в глинистых породах.

В большинстве осадочных пород скорость продольных волн уменьшается с увеличением температуры. Наиболее значительное (до 20%) уменьшение скорости Г. М. Авчян [2] наблюдал при изучении глинистых пород и известняков. Интервальное время (величина, обратная интервальной скорости) с увеличением температуры возрастает.

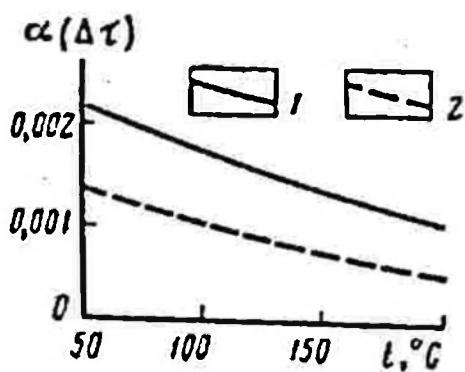
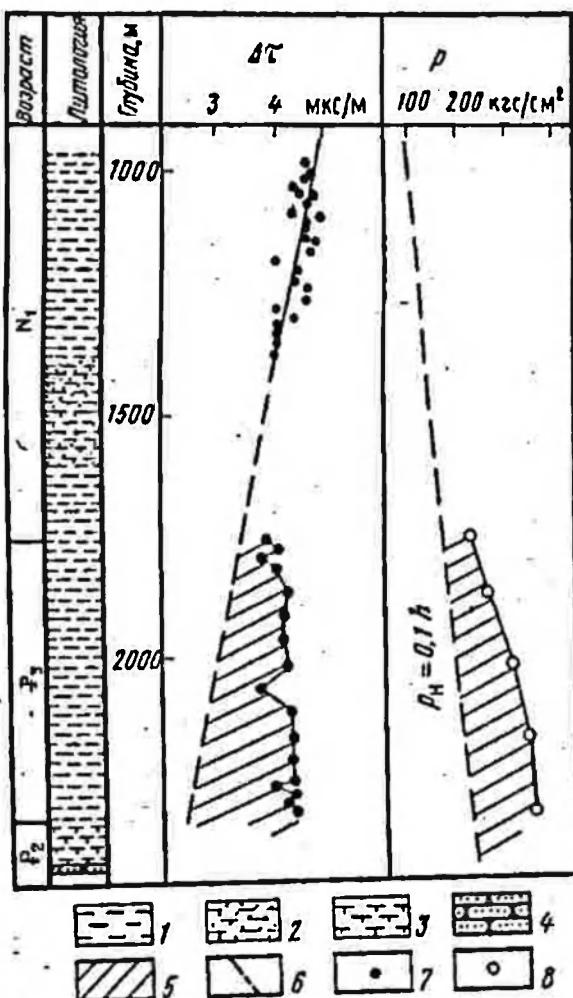


Рис. 46. Зависимость температурного коэффициента $\alpha (\Delta t)$ от температуры t

Значение коэффициента α ($\Delta\tau$) вычисляли с использованием исходных данных Г. М. Авчяна [2] по формуле

$$\alpha(\Delta\tau) = \frac{1}{\Delta\tau} \frac{\Delta(\Delta\tau)}{\Delta t} = \frac{1}{v_{pl}} \frac{\Delta v_{pl}}{\Delta t}, \quad (III.27)$$

где $\Delta(\Delta\tau)$ — изменение интервального времени при изменении температуры на Δt ; Δv_{pl} — то же, для пластовой скорости продольных волн,



1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — глина известковистая; 4 — песчаник; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — «кривая нормально уплотненных глин»; 7 — измеренное значение интервального времени пробега упругих волн в глинах; 8 — вычисленное значение аномально высокого порового давления

Зависимость температурного коэффициента α ($\Delta\tau$) от температуры для глинистых пород приведена на рис. 46, где кривая 1 получена при эффективном напряжении $\sigma = p = 50 \div 100$ кгс/см², а кривая 2 — в случае $\sigma = p = 400 \div 500$ кгс/см². Эти напряжения соответствуют глубинам: для кривой 1 — 350—700 м, для кривой 2 — около 3000—3500 м.

В качестве примера рассмотрим применение ультразвукового метода для исследования разреза скв. 525 Ново-Дмитриевской площади Азово-Кубанской нефтегазоносной области.

запосной области (рис. 47). Аномально высокое пластовое давление в этой скважине встречено в песчаниках кумского горизонта (эоцен), залегающего на глубине 2400 м. Выше расположена мощная толща глинистых пород эоцен-плиоценового возраста. Зона аномально высоких поровых давлений отмечается отклонением (увеличением) интервального времени на глубинах 1750—2300 м.

Наибольшая величина аномального порового давления, полученная с помощью уравнения (III.26) и приведенная к кровле кумского горизонта, хорошо согласуется со значениями пластового давления, вычисленным по плотности глинистого раствора в переливающей скважине. Относительное расхождение результатов составило 7%.

Определение аномально высоких поровых давлений по методике эквивалентных глубин

Использование этой методики прогнозирования АВПД рассмотрим на примере изучения геофизических материалов по скв. 145 Анастасьевско-Троицкой площади. Аномально высокое давление в этой скважине встречено в отложениях миоцена на глубине 2056 м, залежь линзовидная, литологически-экранированная. Коэффициент аномальности равен 1,7. Выше залежи с АВПД залегает мощная терригенная толща пород миоцена-плиоценового возраста.

Результаты изучения разреза скв. 145 Анастасьевско-Троицкой площади методом электрометрии показаны на рис. 48, где по изменению удельного электрического сопротивления глин отмечается зона аномальных давлений в интервале 1880—2025 м. Выше глубины 1500 м значения удельного сопротивления глин повышены за счет уменьшения минерализации поровой воды.

Для количественной оценки величины аномального порового давления по методике эквивалентных глубин значения удельного сопротивления глинистых пород были приведены к единой средней температуре изучаемого разреза, равной 60° С. По полученному графику для интересующей глубины h в зоне аномального порового давления была найдена эквивалентная глубина h_1 , на которой глинистые породы в условиях нормального порового давления имеют такую же величину геофизического параметра, как и на глубине h . Величину порового давления рассчитывали по формуле, рекомендованной в Северо-Кавказском филиале ВНИИПромгеофизики, которая математически эквивалентна формуле (III.5),

$$p_a = 0,1\delta_n^h h - (0,1\delta_n^{h_3} - \text{grad } p)h_3, \quad (\text{III.28})$$

где δ_n^h , $\delta_n^{h_3}$ — значения средневзвешенной плотности пород соответственно до глубин h и h_3 ; $\text{grad } p$ — градиент давления флюида в интервале нормально уплотненных пород.

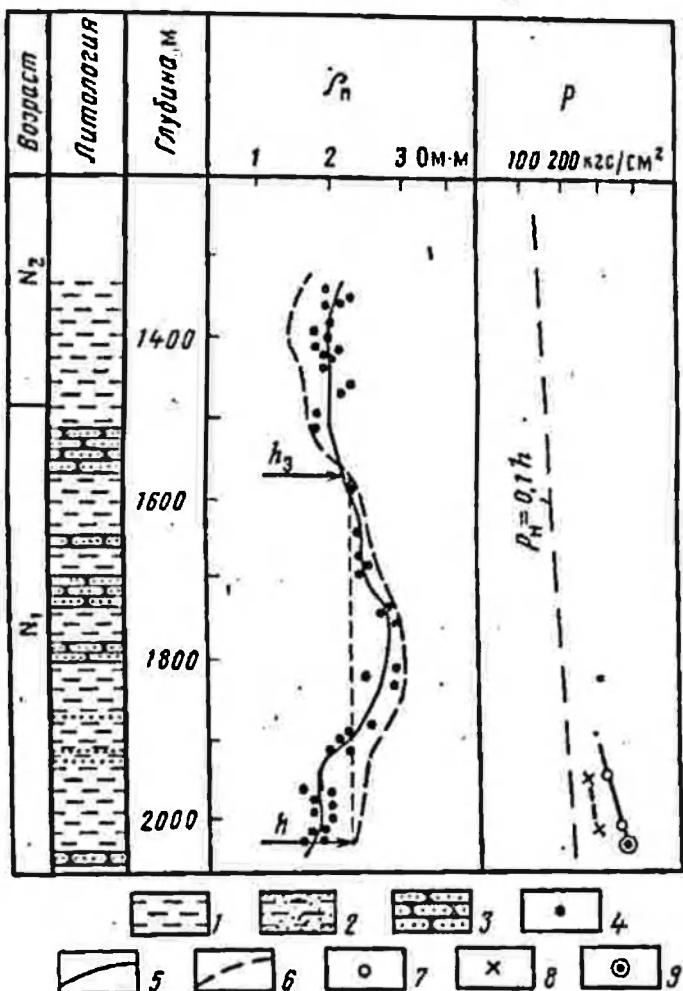


Рис. 48. Определение аномально высокого порового давления с помощью методики эквивалентных глубин в скв. 145 Анастасьевско-Троицкого месторождения (Азово-Кубанская нефтегазокосная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — измеренное значение удельного сопротивления глин; 5 — осредненная кривая изменения удельного сопротивления глин; 6 — кривая изменения удельного сопротивления глин, приведенная к температуре 60° С (глубина 1550 м); 7 — вычисленное значение аномально высокого давления по уравнению (III.21); 8 — вычисленное значение аномально высокого давления по методике эквивалентных глубин; 9 — значение аномально высокого давления, измеренного глубинным манометром.

Величины средневзвешенной плотности пород до глубин h и h_3 определяли с учетом закономерностей изменения плотности по разрезу каждой скважины, т. е. принимали во внимание зоны аномально высоких давлений [3].

Расчетная величина аномального давления, приведенная к глубине 2056 м, сопоставлена со значением, полу-

ченным на этой глубине манометром. Расхождение результатов составило —18%. Причем, если руководствоваться рекомендациями, приведенными в работе [3], и удельное сопротивление глин каждого интервала приводить к температуре 20° С, то расхождение полученной по этому графику расчетной величины порового давления с данными манометрического замера будет больше (—24%).

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭВМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АВПД С ПОМОЩЬЮ МЕТОДИКИ «КРИВЫХ НОРМАЛЬНО УПЛОТИНЕННЫХ ГЛИН»

Здесь предложен один из возможных вариантов машинной обработки¹ геофизических данных с помощью ЭВМ М-220. Рассмотрим применение этой программы на при-

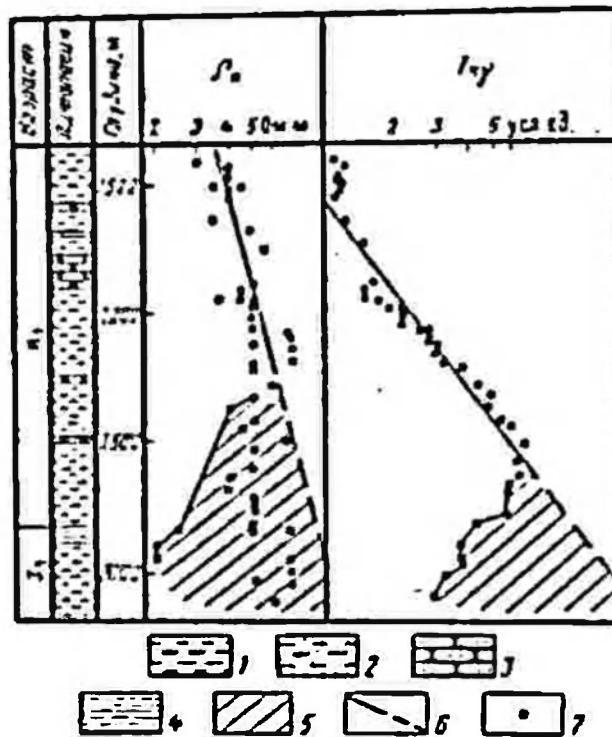


Рис. 49. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 10 Верхне-Салымской площади (Среднеобская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — аргиллит; 5 — зона аномально высокого порового давления; 6 — «кривая нормально уплотненных глин»; 7 — измеренное значение геофизического параметра

мере геофизических материалов скв. 10 Верхне-Салымской площади Среднеобской нефтегазоносной области. Проведем сравнение полученных результатов с данными ручной обработки. Залежь с АВПД (интервал 2828—2875 м) в разрезе скв. 10 приурочена к баженовской свите юрского возраста. С помощью ручной обработки зона АВПД выделяется по данным электрометрии с глубины 2400 м, по материалам НГМ — с глубины 2600 м (рис. 49). Такое расхождение глубин при выделении

¹ Программа АВПД составлена Е. С. Калугиной.

зоны аномальных давлений можно объяснить более высокой чувствительностью методов электрометрии к изменению порового давления в глинистых породах. Кроме того, заметим, что значения удельного сопротивления глин (ачимовская свита) в изучаемом разрезе завышены (это, видимо, связано с влиянием нефтенасыщенности) и из общей закономерности выпадают.

Величины аномально высокого порового давления, рассчитанные при ручной обработке электрометрических материалов, составили па глубине 2820 м $400 \text{ кгс}/\text{см}^2$, на глубине 2954 м (ниже продуктивного горизонта) $552 \text{ кгс}/\text{см}^2$. По данным НГМ па тех же глубинах значение аномального давления равно соответственно 402 и $445 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Теперь рассмотрим результаты машинной обработки тех же материалов по программе АВПД.

Программа АВПД предназначена для нахождения зон аномально высоких поровых давлений с помощью электрометрии, радиоактивных и ультразвукового методов. Это первый вариант программы, который предлагается использовать как продолжение программы распознавания глин и оценки их физических характеристик. Программа АВПД написана в кодах машины М-220. Занимает в магнитном оперативном запоминающем устройстве (МОЗУ) место с 0010 по 0760 ячейки. Под числовой материал отводится место с 1000 по 2777 ячейки. Ячейки 6000—7177 используются как рабочие.

Порядок прохождения программы АВПД на машине следующий.

1. Подготавливается перфокарта со следующей информацией о постоянных коэффициентах, входящих в расчетное уравнение для заданных метода и района: ускорение силы тяжести, температурные поправки, геотермический градиент, средние значения плотности пород и вод.

2. На предварительно разблокированные клавишные запоминающие устройства (КЗУ) набирается следующая информация:

а) на КЗУ-1 в первом адресе в восьмеричном коде — начальное число точек для расчета уравнения регрессии;

б) на КЗУ-2 включается тумблер, чей порядковый номер соответствует номеру, присвоенному тому или иному методу: 1 — электрометрия, сопротивление, 2 — электрометрия, проводимость, 3 — ультразвуковой метод, время пробега, 4 — ультразвуковой метод, скорость, 5 — методы радиометрии;

в) на КЗУ-4 набирается в двоично-десятичном виде число, отражающее масштаб графика по глубинам (на пример, через 10 м):

КОП $A_1 \ A_2 \ A_3$
02 0001 0000 0000

$A_1 - A_3$ (адреса) — мантисса; КОП (код операции) — порядок числа.

3. Перед вводом массивы складываются в следующем порядке:

а) перфокарта вызова интерпретирующей системы ИС-2;

б) программа с перфокартой контрольной суммы;

в) массив « X » — значения глубины (в конце этого массива обязательно помещается перфокарта с единицами во всех разрядах ячейки, т. е. 777 7777 7777 7777 (знаки конца ввода массива), и перфокарта контрольной суммы;

г) массив « Y » — значения параметра и перфокарта контрольной суммы.

д) информационная перфокарта и перфокарта контрольной суммы.

Программа АВПД работает в автоматическом режиме и позволяет получать следующую информацию:

1) название метода;

2) коэффициенты начального уравнения регрессии (два числа), среднеквадратическое отклонение Y (σ_Y), число измерений, количество точек, по которым рассчитывается уравнение, — все это — строка из пяти чисел — выдается на печать до момента нахождения АВПД;

3) значение глубины, на которой обнаружено АВПД;

4) значения глубин и соответствующие им величины давления p , (расчетное) — два столбца;

5) график значений параметра с линией конечного уравнения.

Алгоритм программы следующий.

1. Осуществляется ввод исходных данных, подсчет числа вводимых значений и вычисление начального уравнения по заданному на КЗУ числу точек.

2. Производится опробование полученного уравнения на последующих n точках. Если значения Y расчетного выходят за пределы $Y_i + \sigma_Y$ или $Y_i - \sigma_Y$, производится проба на то, укладываются ли эти n точек в интервале Δh (50—100 м или более). Когда оба условия выполняются,

то фиксируется глубина, на которой это произошло, и все следующие точки считаются относящимися к зоне АВПоД.

3. Для каждого заданного значения глубины рассчитываются p_a и все значения выдаются на печать.

4. Если хотя бы одно из условий не выполняется, рассматриваемые n точек присоединяются к предыдущим, заново пересчитывается уравнение и так далее до выполнения обоих условий.

Программа АВПоД — не восстанавливающаяся, поэтому она должна заново вводиться с каждым новым материалом (методом). Приблизительное время работы программы АВПД (с вычерчиванием графика) — 5 мин.

Для оценки зоны АВПоД по данным электрометрии (рис. 50) использовались 47 точек значений удельного сопротивления глин. По 32 точкам была построена «кривая нормально уплотненных глин». Среднеквадратическое отклонение значений удельного сопротивления составило 0,48. Зона аномальных давлений в этом случае обнаружена, начиная с глубины 2420 м. Величина давления, вычисляемая ЭВМ, на глубине 2820 м составила 373 кгс/см², на глубине 2954 м — 408 кгс/см².

По материалам НГМ (см. рис. 50) для построения «кривой нормально уплотненных глин» использовано 47 точек значений интенсивности нейтронного гамма-излучения. Среднеквадратическое отклонение в этом случае составило 0,52. Зона аномальных давлений по данным НГМ выявлена на глубине 2680 м. Величина давления на глубине 2820 м составила 375 кгс/см², на глубине 2954 м — 411 кгс/см².

Средние относительные расхождения величин порового давления на глубине 2820 м при обработке материала вручную и с помощью ЭВМ не превышают 7%.

Основным достоинством программы АВПД является большая экономия времени обработки результатов, а следовательно, квалифицированного труда инженеров-интерпретаторов. Особенно важно, что при машинной обработке геофизических материалов выдаются значения аномального давления во всех точках зоны АВПоД, что при ручной обработке не выполняется, так как требует значительной затраты времени. Положительным также является то обстоятельство, что число точек для построения «кривой нормально уплотненных глин» задается в каждом случае с пульта управления машиной и может

быть любым — от $n = 2$ до $n = N_{\text{осн}}$, что дает возможность использовать программу в любом разрезе.

При совершенствовании программы АВПД имеется возможность сочленить ее с подпрограммой выделения глин (например, комплекс ГИК-2 или другой аналогичный). Это позволит после оцифровки скважинного диаграммного материала на преобразователе Ф-001 ввести его в ЭВМ, которая проведет все дальнейшие операции, связанные с выделением глин, снятием отсчетов, выделением зон аномально высоких давлений, расчетом величин давлений.

Глава IV

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Накопленный в настоящее время опыт бурения глубоких скважин позволяет использовать некоторые закономерности в изменении механических параметров бурения, а также свойств глинистого раствора и шлама для выделения зон аномально высоких давлений поровых флюидов в глинистых породах.

В. Борел и Р. Люнс в работе [103] выделяют 14 различных способов (признаков) определения аномального давления в процессе бурения. В этой работе предусматривается возможность оперативного прогнозирования АВПД по наблюдениям за изменением следующих показаний:

- 1) механической скорости бурения;
- 2) d -экспоненты;
- 3) крутящего момента бурильного инструмента;
- 4) превышения нагрузки на крюке против расчетной;
- 5) давления на выкиде грязевого насоса;
- 6) уровня глинистого раствора в отстойных резервуарах;
- 7) объемной скорости циркулирующего глинистого раствора;
- 8) количества шлама на вибросите;
- 9) газонасыщенности глинистого раствора;
- 10) плотности глинистого шлама на поверхности;
- 11) закрытия ствола скважины;
- 12) содержания хлоридов или других ионов в фильтрате глинистого раствора;
- 13) содержания монтмориллонита в шламе;
- 14) плотности, пористости и удельного электрического сопротивления глинистого шлама.

К отмеченным выше показателям можно было бы еще добавить, по крайней мере, два, имеющих не менее важное значение: наблюдения за изменением температуры глинистого раствора, выходящего из скважины, и коэффициента пористости шлама глинистых пород.

Однако необходимо заметить, что большинство из указанных показателей можно эффективно использовать для прогнозирования АВПД лишь при соблюдении особых режимов бурения. В частности, большое значение для достижения поставленной цели имеют условия бурения при сохранении равновесия между давлением столба глинистого раствора и давлением пластовой (поровой) жидкости. Лишь такие параметры, как плотность, пористость, удельное электрическое сопротивление и минеральный состав шлама глинистых пород, мало зависят от режима бурения.

Указанные обстоятельства определяют уровень информативности рассматриваемых показателей бурового процесса в отношении прогнозирования АВПД. Часто даже небольшие изменения режима бурения могут затруднить использование того или иного показателя или сделать истолкование результатов неоднозначным. В этом случае большое значение имеет комплексное изучение разнородных показателей бурового процесса, позволяющее исключить возможную неоднозначность при истолковании результатов.

Успешное использование полученных данных по заранее составленной программе позволит не только предотвратить возможные неприятности при вскрытии пластов с аномально высоким давлением, но также ускорить бурение скважин, получить ценную информацию для определения глубины спуска промежуточных колонн и т. п. К сожалению, в настоящее время комплексное использование всех возможностей описанного выше контроля ограничено в связи с отсутствием серийной автоматической аппаратуры для комплексной регистрации показателей процесса бурения и свойств глинистого раствора.

I. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ПО МЕХАНИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ БУРОВОГО ПРОЦЕССА

Механическая скорость $v_{\text{мех}}$ бурения сложно зависит от ряда буровых характеристик и буримости породы. Для заданного типа долота скорость бурения в общем виде можно определить следующим образом [102]:

$$v_{\text{мех}} = n f_1 \left(\frac{W}{d_D} \right) f_2(v_d) f_3(T_b) f_4(\Delta p), \quad (\text{IV.1})$$

где n — постоянная величина, зависящая от буримости пород (нормализованная скорость проходки); $f_1(W/d_d)$ — функция, характеризующая влияние осевой нагрузки W и диаметра долота d_d ; $f_2(v_d)$ — то же, определяющая влияние скорости вращения v_d долота; $f_3(T_s)$ — то же, характеризующая влияние затупления вооружения долота; $f_4(\Delta p)$ — то же, определяющая влияние разности давлений столба глинистого раствора и пластовой (поровой) жидкости.

Из анализа уравнения (IV.1) следует, что при разбуривании литологически однородных пород механическая скорость проходки зависит от состояния поверхности вооружения долота и разности давлений между столбом глинистого раствора и пластовой (поровой) жидкости. Причем известно, что при увеличении давления столба глинистого раствора скорость бурения снижается [132].

В случае бурения глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости при постоянной осевой нагрузке и числе оборотов долота, происходит снижение механической скорости бурения во время долбления. Это снижение происходит в результате срабатывания долота, а также за счет увеличения разности давлений между более тяжелым глинистым раствором и поровой жидкостью. Например, при бурении скважины на глинистом растворе с плотностью $1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ и при гидростатическом градиенте, равном $0,11 \text{ кгс}/\text{см}^{-2}/\text{м}$, разность давлений между столбом глинистого раствора и поровой жидкостью на глубине 1500 м составляет $15 \text{ кгс}/\text{см}^2$, а на глубине 3000 м — $30 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

При вскрытии отложений с аномально высоким давлением поровой жидкости давление столба глинистого раствора становится меньше порового давления. В таких условиях процесс откалывания кусков глины от поверхности пласта прогрессирует и скорость бурения возрастает. Причиной увеличения скорости бурения в этом случае является аномальное давление поровой жидкости. Очень важно эту причину не спутать с изменением литологии разбуриваемой породы (например, постепенное увеличение песчанистости глинистых отложений).

И. Форготсон [114] показал, что увеличение скорости бурения на 200% и более является надежным признаком наличия породы с аномально высоким поровым давлением. Однако на практике такое простое правило не всегда применимо. Как уже упоминалось, на скорость бурения

оказывают влияние и другие характеристики бурового процесса. Поэтому для получения сопоставимых данных необходимо так вести процесс бурения, чтобы нагрузка на долото и скорость его вращения оставались неизменными. Это, безусловно, связывает действия бурильщика и является недостатком метода.

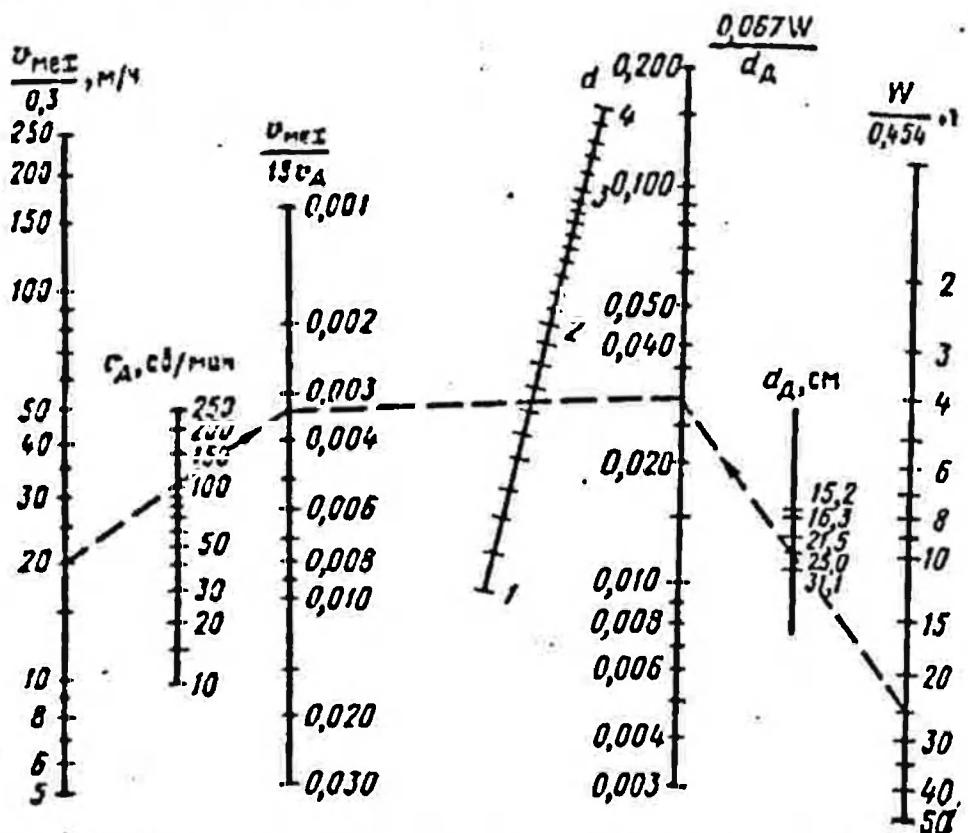


Рис. 51. Номограмма для вычисления d -экспоненты (d) [124].
В приведенном примере $\frac{v_{\text{мес}}}{0,3} = 6$ м/ч; $v_d = 100$ об/мин; $W = 11,35$ т; $d_d = 25$ см; $d = 1,61$

Понятие d -экспоненты введено И. Иорданом и О. Ширли [124] для уменьшения влияния возможного изменения параметров бурового процесса на скорость бурения. В современных условиях достижение оптимальной скорости бурения (в зависимости от ряда условий) требует изменения в процессе бурения таких параметров, как нагрузка на долото, размер долота, скорость его вращения. Учесть изменение скорости бурения при изменении перечисленных параметров можно с помощью выражения [124]

$$d = \frac{\lg \left(\frac{v_{\text{мес}}}{18v_d} \right)}{\lg \left(\frac{0,067W}{d_d} \right)}. \quad (\text{IV.2})$$

Величины, входящие в выражение (IV.2), имеют следующие размерности:

$v_{\text{мех}}$ — в м/ч, v_n — в об/мин, W — в т, d_c — диаметр скважины в см.

Для упрощения вычисления d -экспоненты И. Иордан и О. Ширли предложили номограмму (рис. 51). Значения скорости бурения, числа оборотов долота и нагрузки на долото определяют регулярно, например через каждые 3 м. По этим данным с помощью номограммы строят кривую d -экспоненты.

На рис. 52 приведены примеры таких кривых. Видно, что породы, содержащие аномально высокое давление поровой жидкости, характеризуются резким уменьшением значения d -экспоненты. Величина d -экспоненты изменяется также при смене долота. Интенсивность изменения d -экспоненты с увеличением глубины зависит от срабатывания долота и от буримости горных пород.

Д. Болт [102] сообщает об использовании данных о механической скорости проходки и d -экспоненты для прогноза аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Африки, юго-восточной Азии и в Северном море. На рис. 53 показан пример выделения зоны АВПоД в одной из скважин в Африке. На рис. 53, а изоб-

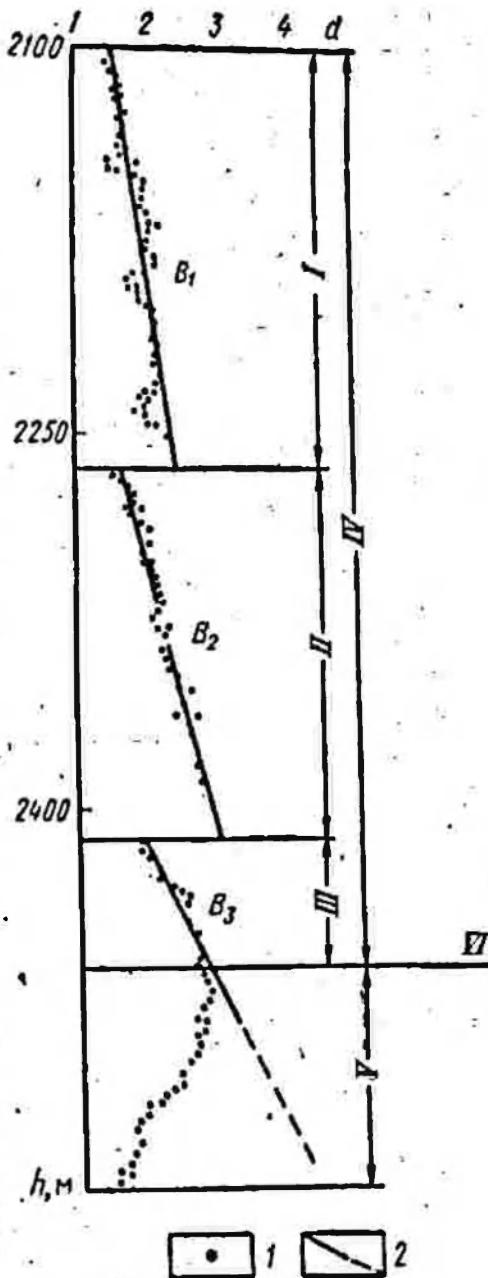


Рис. 52. Пример изменения d -экспоненты в зависимости от глубины для различных долот [124].

I — интервал бурения долотом B_1 ; II — то же, долотом B_2 ; III — то же, долотом B_3 ; IV — зона нормального гидростатического давления; V — зона аномально высокого порового давления; VI — кровля пласта, имеющего аномально высокое поровое давление; 1 — вычисленное значение d -экспоненты; 2 — «кривая нормально уплотненных пород»

ражен график механической скорости бурения. Кривая А построена по результатам отдельных долблений. Разрывы между кривыми свидетельствуют о смене долот. Для нивелирования влияния разницы между механическими скоростями бурения с долотом, имеющим за-

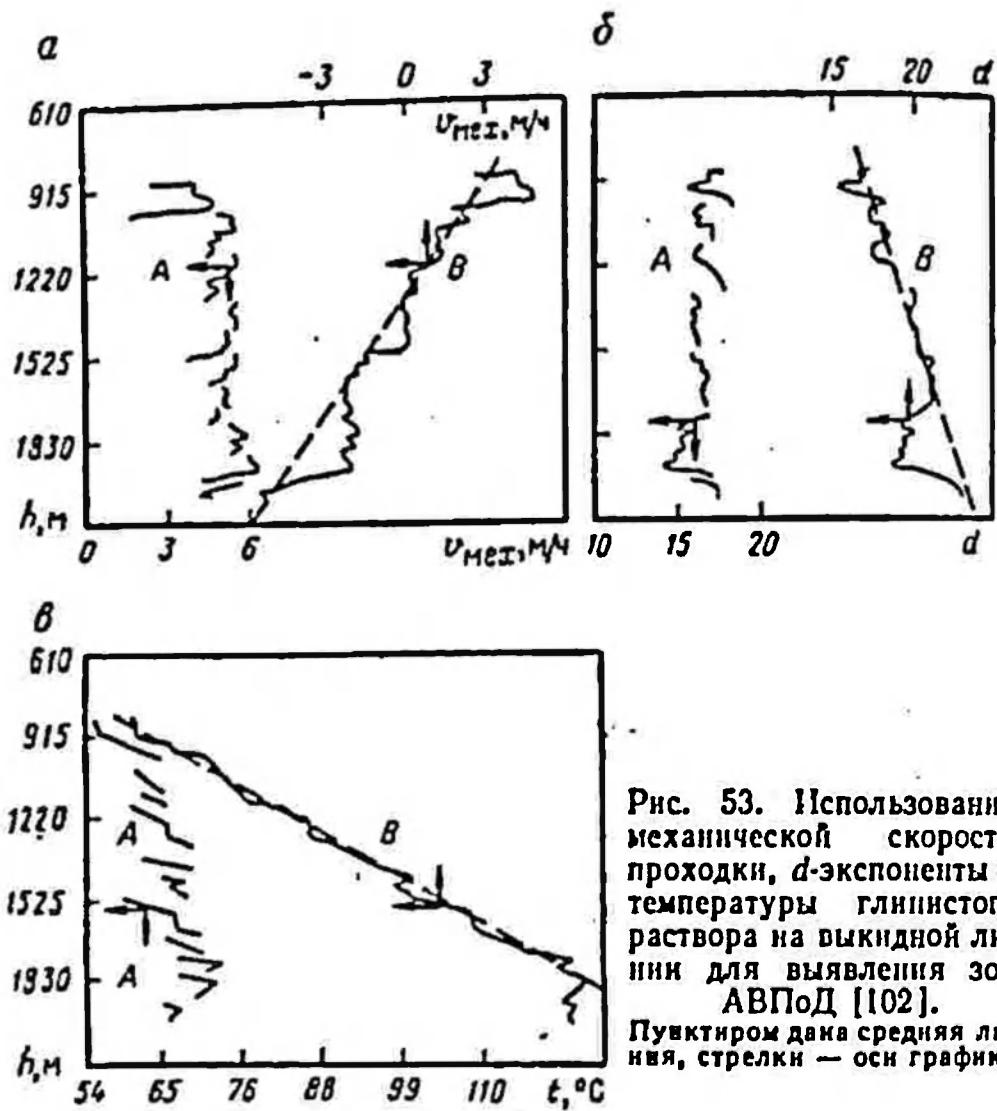


Рис. 53. Использование механической скорости проходки, d -экспоненты и температуры глинистого раствора на выкидной линии для выявления зон АВПоД [102].
Пунктиром дана средняя линия, стрелки — оси графика

тупленное вооружение, и с новым долотом построена искусственная кривая В. Значения скорости бурения на кривой В не соответствуют действительным, она характеризует лишь общую тенденцию уменьшения скорости проходки с возрастанием глубины скважины при последовательных долблениях. На этой кривой видны участки отклонения (возрастания) скорости бурения от общей тенденции — интервалы глубин 1344—1521 и 1646—2027 м, которым должны соответствовать аномально высокие поровые давления.

На рис. 53, б показаны результаты определения d -экспоненты в этой же скважине. Кривая В, построенная таким же образом, как и кривая В для механической скорости бурения, имеет отклонение (уменьшение) от общей тенденции лишь в интервале глубин 1722—2033 м, что указывает на наличие АВПД. Второй интервал, соответствующий меньшим глубинам, не проявился на кривой d -экспоненты. Авторы объясняют это обстоятельство учетом изменения осевой нагрузки и скорости вращения долота в верхнем интервале.

На рис. 53, в показана кривая изменения температуры глинистого раствора на выкидной линии. В рассматриваемой скважине зона АВПД не находит отражения на этой кривой.

В работе [100] приведены также результаты определения значений аномально высокого давления по кривой d -экспоненты в скважинах, пробуренных в Северном море. При этом использовалась методика эквивалентной глубины, рассмотренная в главе III. Эти давления, а также давления, определенные по результатам геофизических исследований скважин, были пересчитаны в величину плотности глинистого раствора. Как свидетельствует табл. 8, полученные данные хорошо согласуются между собой:

Следует заметить, что использование кривой d -экспоненты для прогнозирования АВПД в процессе бурения скважины имеет некоторые недостатки. Так, построение кривой производится вручную, трудоемко, требует непрерывного определения ряда буровых параметров. Кроме

Таблица 8

Определение аномально высокого порового давления по кривой d -экспоненты и геофизическим исследованиям скважин (в пересчете на плотность глинистого раствора) [100]

Глубина, м	Плотность глинистого раствора, г/см ³	
	по данным геофизических исследований скважин	по кривой d -экспоненты
838	1,25—1,34	1,22
1097	1,51	1,41
1692—1753	1,61	1,57
2666	1,23	1,27
2712	1,22	1,34

того, определение d -экспоненты недостаточно совершенно. Ее величина, помимо давлений поровой жидкости и глинистого раствора, зависит от ряда параметров бурowego процесса, буримости породы, степени износа долота и т. п. Это накладывает дополнительные условия на процесс бурения и может привести к неоднозначности в истолковании. И тем не менее метод d -экспоненты при правильном его использовании весьма эффективен, поскольку дает необходимую информацию о разрезе в процессе бурения и, в отличие от других методов определения АВПД, может применяться не только в терригеническом, но и в карбонатном разрезах. Побочным результатом использования этого метода является возможность выяснения степени износа буровых долот.

Крутящий момент бурильного инструмента может быть использован для подтверждения показаний о наличии АВПД, получаемых другими методами. Недоуплотненные глины, которые слагают зону аномальных давлений, более пластичны, чем нормально уплотненные глины. При давлении поровой жидкости в зоне АВПД большем, чем давление глинистого раствора, может происходить пластическое течение этих глин, уменьшение диаметра скважины и, как следствие, повышение крутящего момента бурильного инструмента при работающем буровом насосе.

Таким образом, этот способ прогноза аномально высоких давлений может быть применен в тех случаях, когда условия неуравновешенности давлений в скважине приводят к заполнению ствола глиной или к образованию сальников на буровой колонне.

Превышение нагрузки на крюке по сравнению с весом инструмента возникают в случае затруднений при подъеме последнего, появляющихся в зоне АВПД в результате заполнения ствола недоуплотненной глиной или при образовании сальников на буровой колонне. Такое превышение нагрузки можно наблюдать, когда при остановленном буровом насосе инструмент пытаются протащить через часть ствола скважины с уменьшенным диаметром. В работе [103] отмечено, что увеличение нагрузки на 15 тс является убедительным указанием на усиление контроля за давлением в стволе и на принятие необходимых мер. Однако следует учитывать, что увеличение нагрузки на крюке не всегда однозначно указывает на наличие АВПД в разрезе скважины. Оно может

наблюдаться при образовании сальника на долоте, в случае заклинивания бурильного инструмента в желобе, при большом угле искривления ствола скважины и различных прихватах. Поэтому возрастание нагрузки на крюке не может служить самостоятельным признаком наличия АВПД в разрезе.

Закрытие ствола скважины может также указывать на зону АВПД. Оно может вызвать не только увеличение нагрузки на крюке при подъеме инструмента, но и снижение этой нагрузки в условиях спуска инструмента, вследствие возникающих препятствий. Если ствол скважины не закрыт и сальники отсутствуют, то вес бурильного инструмента при подъеме и спуске должен быть примерно одинаков при равном числе бурильных труб. В этом случае также необходимо предусмотреть возможное влияние искривления скважины и наличие желобов.

2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ПО НАБЛЮДЕНИЯМ ЗА ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ

Давление на выкide бурового насоса несколько снижается при разбуривании пород-покрышек, содержащих аномально высокое давление. Это объясняется тем, что при нарушении равновесия давлений в стволе скважины начинается поступление пластовой воды в глинистый раствор, находящийся в затрубном пространстве [103]. Поступление воды снижает плотность раствора в затрубном пространстве. Одновременно с этим внутрь бурильных труб поступает неразбавленный глинистый раствор, имеющий большую плотность, что создает перепад давлений по принципу U-образной трубы.

Если проницаемость вскрываемого бурением пласта падение пластовой жидкости в нем достаточно велики, то в затрубном пространстве может наблюдаться не уменьшение, а повышение давления за счет поступления большого количества жидкости. Однако как снижение, так и увеличение давления на выходе бурового насоса указывают на появление условий неуравновешенности давлений и поступление жидкости. Это — признаки появления аномально высоких пластовых давлений, требующие немедленительных действий.

Контроль за уровнем глинистого раствора в отстойном резервуаре также может дать представление о поступлении дополнительной жидкости (пластовой воды) в циркуляционную систему на самой ранней стадии этого явления.

Измерение объемной скорости глинистого раствора, поступающего из затрубного пространства, так же как и контроль за уровнем раствора в отстойнике, может дать представление о поступлении пластовой воды в циркуляционную систему.

Увеличение количества шлама на забросите происходит вследствие возрастания механической скорости бурения за счет неуравновешенности пластового давления при вскрытии пород-покрышек с аномально высоким поровым давлением — предвестником коллекторов с АВПД. При наличии перепада давления, направленного в сторону ствола скважины, от стенок скважины откалываются кусочки глины. Этот процесс дополнительного разрушения глинистой породы усиливается, если в поровой воде, находящейся под повышенным давлением, содержится растворенный газ. Отколовшиеся кусочки глинистых пород имеют характерную удлиненную форму и больший размер, чем частицы шлама, полученные при бурении с превышением давления глинистого раствора.

Увеличение газонасыщенности глинистого раствора может являться признаком наличия коллекторов с аномально высоким пластовым давлением. Если в поровой воде глинистых пород-покрышек содержится растворенный газ, то при вскрытии этих пород в условиях неуравновешенности порового давления газ начинает усиленно поступать в раствор. Дополнительное количество газа может быть установлено в том случае, когда одновременно с бурением скважины производится газометрия (газовый каротаж).

Некоторое увеличение газосодержания в глинистом растворе, поступающем из скважины, наблюдается при остановке бурения во время наращивания инструмента. Увеличение газосодержания в этом случае происходит из-за снижения суммарного давления столба раствора при остановке буровых насосов. Снижение же давления является следствием снятия динамического напора, созданного насосом, для преодоления гидравлического сопротивления в циркуляционной системе.

Необходимо также заметить, что повышенное газосодержание в глинистом растворе при остановке буровых насосов может возникнуть за счет газоотдачи продуктивных пластов, вскрытых скважиной. Поэтому указанный показатель не может служить однозначным критерием наличия зоны аномально высоких поровых давлений в разрезе скважины.

Температура глинистого раствора на выкидной линии может также нести информацию о наличии АВПД в разрезе [143]. Этот способ прогнозирования основан на том, что при переходе в процессе бурения скважины от уплотненных глин с нормальным гидростатическим поровым давлением к недоуплотненным глинам с аномально высоким поровым давлением наблюдается увеличение геотермического градиента. Указанное явление можно объяснить следующим образом. Теплопроводность воды почти в 3 раза меньше средней теплопроводности минералов, слагающих скелет породы. В силу этого более пористые недоуплотненные глины, содержащие большее количество воды, имеют теплопроводность ниже.

Увеличение геотермического градиента в разбуриваемом разрезе сопровождается более интенсивным, чем обычно, повышением температуры промывочной жидкости на выкидной линии. Однако при вскрытии песчаного пласта, содержащего жидкость при аномально высоком пластовом давлении, происходит некоторое снижение интенсивности роста температуры промывочной жидкости за счет лучшей теплопроводности песчаников, имеющих меньшую пористость.

Как указано в работе [143], для регистрации температуры был применен самописец с двумя термометрами-датчиками. Один термометр устанавливали у выбросит, второй — в приемном чане. По мере углубления скважины периодически регистрировали температуру, расход промывочной жидкости и механическую скорость проходки. При этом по возможности старались поддерживать постоянным расход промывочной жидкости. Отмечено, что при форсированном режиме бурения расход промывочной жидкости и скорость бурения максимальны и не могут существенно варьировать. Следовательно, применение форсированного режима благоприятно сказывается на качестве температурной кривой.

При смене долота промывочная жидкость не прокачивается и во внешних коммуникациях циркуляционной

системы она остывает. Это снижает среднюю температуру жидкости в самом начале возобновления бурения. Поэтому первые замеры температуры после каждого спуско-подъема будут занижены. Наоборот, усиленная циркуляция промывочной жидкости с приподнятым долотом во время остановки бурения способствует повышению ее температуры на выкидной линии. Поэтому точки, показывающие зависимость температуры промывочной жидкости от глубины, объединяют в группы по интервалу каждого долбления. Верхние точки в каждом интервале долбления, соответствующие неустановившемуся тепловому режиму, не учитывают. Не принимают во внимание также измерения температуры, выполненные при прокачивании промывочной жидкости во время остановки бурения. Наибольший интерес представляют нижние точки в каждом интервале долбления, так как они более полно характеризуют изменение температуры с увеличением глубины в горных породах.

Кроме того, следует учитывать возможность изменения температуры промывочной жидкости при изменении nominalного диаметра скважины. В узком затрубном пространстве скорость промывочной жидкости высока и последняя не успевает воспринять температуру окружающих пород. В широкой части скважины (каверна), наоборот, скорость потока жидкости меньше, время контакта с более нагретой породой выше. Это обстоятельство будет подчеркивать контрастность между геотермическими градиентами в глинистых породах и в песчаниках или известняках.

Однако при изучении температуры промывочной жидкости с целью выделения зоны АВПоД важно не абсолютное значение температуры, а характер ее изменения с увеличением глубины. Поэтому после анализа хода температурной кривой в каждом интервале давления можно построить окончательный график зависимости изменения температуры промывочной жидкости на выкидной линии с возрастанием глубины путем совмещения кривых для каждого долбления. На рис. 54 показан такой график, позволяющий предупредить бурильщика заблаговременно о приближении зоны АВПоД. Однако подобный способ построения, на наш взгляд, не всегда может дать объективную оценку изменений геотермического градиента в зоне АВПоД.

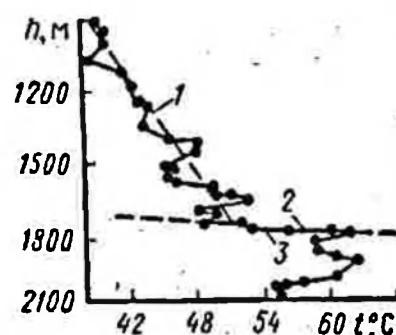
Г. Вильсон и Р. Буш [143] считают, что значение геотермического градиента в глинистых породах, находя-

щихся в зоне АВПД, может более чем в 2 раза превышать таковое в нормально уплотненных глинистых породах. В работе [150] приводятся случаи, когда это различие достигает 6—7 раз. Эти цифры представляются нам завышенными.

Выше уже отмечалось, что различие величин геотермических градиентов в глинистых породах, имеющих нормальное гидростатическое и аномальное давления поровой жидкости, возникает в результате различной теплопроводности этих пород, по-разному уплотненных.

Рис. 54. Окончательный график зависимости температуры промывочной жидкости на выкидной линии от глубины [143].

1 — участок, где геометрический градиент $\Gamma = 1,26^{\circ} \text{C}/100 \text{ м}$; 2 — то же, $\Gamma = 18^{\circ} \text{C}/100 \text{ м}$; 3 — верхняя граница зоны аномально высокого давления



Для того чтобы получить указанную выше разницу в значениях геотермических градиентов, порода согласно уравнению (II.29) должна изменить свою теплопроводность также в 6—7 раз. С учетом того, что теплопроводность воды приблизительно в 3 раза меньше средней теплопроводности породообразующих минералов, изменение теплопроводности осадочных пород в 6—7 раз физически вряд ли возможно.

Путем использования эмпирической зависимости между теплопроводностью глинистых пород и их плотностью [49] нами в главе II оценено возможное изменение геотермического градиента в зоне АВПД. Если коэффициент пористости глинистых пород в зоне АВПД в 2 раза выше, чем коэффициент пористости нормально уплотненных пород, то геотермический градиент возрастает всего на 20% (см. табл. 5). При этом плотность глинистых пород уменьшается лишь на 6%.

Прямые измерения величины теплопроводности влажных глубоководных морских глин показали примерно то же: при уменьшении плотности глины на 12% их теплопроводность уменьшается на 20% [86]. Очевидно, что очень большие изменения температуры, обнаруженные в зоне АВПД авторами работы [143], связаны не с недо-

уплотненностью глинистых пород. Возможно, что это — результат накапливания ошибок при построении непрерывного графика изменения температуры промывочной жидкости с увеличением глубины.

Изменение содержания хлоридов или других ионов в фильтрате глинистого раствора может служить дополнительным признаком наличия зоны АВПод. Повышенное давление поровой минерализованной воды в зоне АВПод приводит к увеличению содержания хлоридов в фильтрате глинистого раствора, приготовленного на пресной воде [103]. Однако использование этого признака при выделении аномальных поровых давлений не является однозначным — в ряде районов имеется тенденция к снижению минерализации поровых вод при переходе в зону АВПод.

Целесообразно изучение изменений некоторых показателей поровых вод, подвергнутых воздействию повышенных поровых давлений: концентрации бикарбонатов, показателя концентрации водородных ионов pH, химического состава вод [139]. Однако значения всех этих показателей зависят не только от термодинамической обстановки (порового давления и температуры), но и от ионного обмена между глинистым раствором и вскрытыми скважиной породами. Это обстоятельство затрудняет однозначную интерпретацию результатов.

3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ ШЛАМА

Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений может быть выполнено в процессе бурения по результатам наблюдения за плотностью, пористостью и удельным сопротивлением шлама. При этом важно отобрать представительные образцы шлама, характеризующие разбуриваемую литологическую разность пород, и произвести привязку отобранных образцов по глубине. Неоднородность шлама объясняется неравномерным подъемом частиц с забоя, отставанием более крупных частиц, попаданием в шлам частичек породы из вышележащих пластов глии. Для уменьшения влияния неоднородности шлама Б. Л. Александров [3] рекомендует предварительно разделять шлам на фракции. Наиболее представительными для глинистых пород Предкавказья он считает частицы диаметром 1,6—

3,5 мм. Глинистые частицы этого размера меньше остаются в восходящем потоке глинистого раствора. Перед исследованием образца шлама из него стараются отобрать все частицы, которые по внешнему виду не соответствуют разбуриваемой разности пород. Затем методом высушивания определяют пористость образца шлама и пикнометрическим методом — его плотность [3]. Полученные результаты привязывают по глубине с учетом механической скорости бурения и изображают в виде графиков.

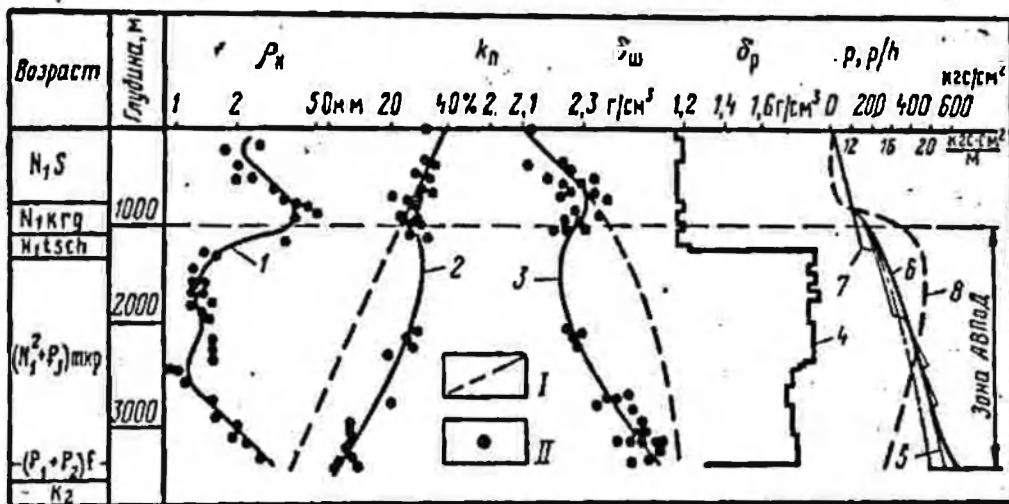


Рис. 55. Пример выделения зоны аномально высокого порового давления по шламу в скв. 61 месторождения Хаян-Корт (Терско-Сунженский нефтегазоносный район) [3].

Кривые: 1 — кажущегося сопротивления глин по стандартному зонду, 2 — коэффициента пористости глинистых частиц по шламу, 3 — плотности глинистых частиц по шламу; 4 — плотности глинистого раствора, 5, 6 — порового давления, вычисленного соответственно по кривым 2 и 3, 7 — противодавления глинистого раствора на забое, вычисленного по кривой 4, 8 — градиента давления, вычисленного по кривой 6; I — «кривые нормального уплотнения глин»; II — измеренное значение параметра

На рис. 55 результаты исследования шлама в скв. 61 Хаян-Корт сопоставлены с кривой кажущегося сопротивления глин по стандартному зонду [3]. Из рис. 55 видно, что интервал нормального уплотнения отмечается до глубины 1000 м. Ниже коэффициент пористости глинистого шлама повышается, а плотность падает. Зона АВПД охватывает нижнечокракские и майкопские отложения. Эти изменения коэффициента пористости и плотности шлама согласуются с изменением значений сопротивлений глин по геофизическим данным. С использованием подобных кривых в работе [124] были вычислены значения поровых давлений по методике эквивалентных глубин путем применения уравнения (III.5). Аналогичные ре-

зультаты также получены при обработке этих данных по методике, основанной на интерпретации «кривых нормально уплотненных глин». Обобщенное уравнение (III.13) в рассматриваемых конкретных случаях принимает следующий вид:

при интерпретации кривой коэффициента пористости k_n шлама

$$p_s = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_n)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{k_n}{k_n^h}} \lg \frac{k_{n,p}}{k_{n,a}}, \quad (IV.3)$$

где k_n^h , k_n — значения коэффициента пористости шлама на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении поровой жидкости; $k_{n,p}$, $k_{n,a}$ — значения коэффициента пористости шлама соответственно при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости;

при интерпретации кривой плотности δ_w шлама

$$p_s = p_n + \frac{g (\delta_n - \delta_w)_{cp} \Delta h}{\lg \frac{\delta_w}{\delta_w^h}} \lg \frac{\delta_{w,p}}{\delta_{w,a}}, \quad (IV.4)$$

где δ_w^h , δ_w — значения плотности шлама на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении поровой жидкости; $\delta_{w,p}$, $\delta_{w,a}$ — значения плотности соответственно при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости.

В. Борел и Р. Люис [103] предложили методику определения удельного электрического сопротивления частиц шлама в поверхностных условиях. Для этой цели они использовали уравновешенный мост переменного тока (частота 1000 Гц) с прямым отсчетом на магазине сопротивлений. Для установления условий равновесия применялся электронный осциллограф. Теория, устройство и работа с мостом этого типа для измерений удельного сопротивления горных пород описаны в работе [71].

В двухэлектродной схеме В. Борела и Р. Люиса [103] электроды диаметром 1,5 мм монтировали в зажимах микрометра. Глинистую частицу зажимали между пластинами электродов. Предварительно шлам отмывали от глинистого раствора пресной водой. На рис. 56 показаны результаты исследования удельного электрического сопротивления частиц шлама в одной из скважин. Как видно из рис. 56, данные изучения удельного сопротивления шлама хорошо согласуются с результатами опреде-

ления удельного сопротивления глинистых пород в условиях их естественного залегания. Для оценки величины порового давления по материалам изучения удельного сопротивления шлама в поверхностных условиях также можно использовать методику эквивалентных глубин или «кривых нормально уплотненных глин». В этих случаях температурную поправку вводить не следует.

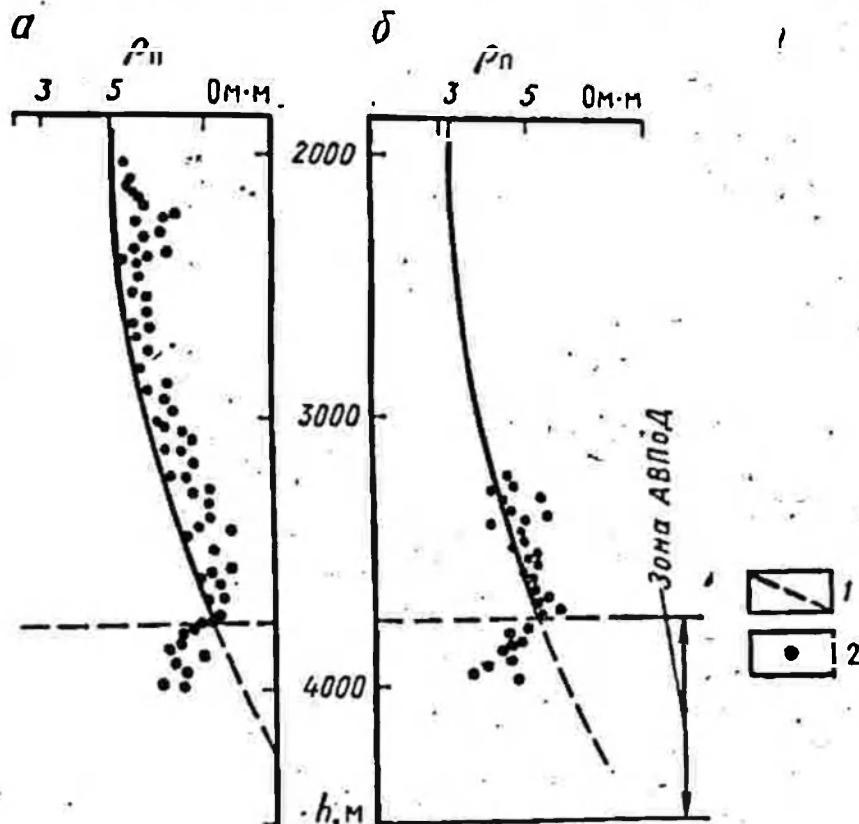


Рис. 56. Выделение зоны аномально высокого порового давления по данным изучения удельного электрического сопротивления глинистых пород.

a — с помощью методов электрометрии скважин; *б* — путем исследования частиц шлама на поверхности (средние результаты по данным пяти измерений на одном и том же образце шлама); 1 — «кривая нормально уплотненных глин»; 2 — измеренное значение удельного сопротивления

В заключение необходимо остановиться еще на одном косвенном признаке аномально высоких поровых давлений — содержании монтмориллонита в шламе глинистых пород. Логика рассуждений в этом случае такова. Аномально высокие пластовые давления в песчано-глинистом седиментационном бассейне образуются в том случае, если в разрезе сформировалась покрышка с пониженной проницаемостью. Наиболее низкая проницаемость характерна для хорошо

отсортированных, тонкодисперсных глубоководных глинистых пород. Отложения монтмориллонита также связывают с осадкообразованием в районе глубокого моря. Кроме того, монтмориллонитовые глины, как было показано в главе I, имеют при одинаковой степени уплотнения наиболее низкую проницаемость по сравнению с другими глинами. Это позволило авторам [103] считать, что увеличение содержания монтмориллонита в разрезе является одним из возможных признаков появления АВПД. Монтмориллонит среди других глинистых минералов обладает наибольшей обменной адсорбционной емкостью. Следовательно, чем больше монтмориллонита, тем выше адсорбционная емкость глинистых пород. В работе [119] использована обменная адсорбционная емкость в качестве одного из показателей АВПД в разрезе.

Из приведенных выше данных следует, что использование шлама для прогнозирования аномально высоких давлений в процессе бурения имеет хорошую петрофизическую основу. Этот метод не требует остановки процесса бурения. Главным недостатком метода является его большая трудоемкость. Поэтому перспектива использования шлама для прогнозирования АВПД связана с совершенствованием и автоматизацией процесса исследования шлама.

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Описанные выше способы прогнозирования АВПД основаны главным образом на установлении корреляции между одним из параметров бурового процесса и проявлениями аномальных давлений. Эти способы отличаются простотой, но в силу влияния многих побочных факторов результаты истолкования каждого из параметров могут быть, как отмечено выше, неоднозначны. Для исключения неоднозначности истолкования необходимо анализировать обширный фактический материал, привлекая результаты изучения других параметров. Естественно, что такой анализ, казалось бы, простых корреляций требует высокой квалификации исполнителя, чтобы избежать ошибочных выводов.

Для решения этой задачи может быть использован регрессионный анализ, с помощью которого возможно формализовать определение порового давления в глини-

стых породах одновременно по нескольким параметрам бурого процесса. В таком случае статистическая обработка исходных корреляций позволяет получить уравнение для расчета порового давления, содержащее несколько переменных параметров, оценить статистически вероятную точность определения искомой величины и использовать ЭВМ для ускорения вычислений.

Покажем этот путь решения на одном из примеров. В общем виде уравнение регрессии можно представить так:

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i Z_i, \quad (\text{IV.5})$$

где Y — прогнозируемое значение искомой переменной; b_0, b_i — коэффициенты уравнения регрессии; Z_i — функции независимых n переменных.

Значения коэффициентов b_0 и b_i находят путем анализа накопленного материала — сопоставления известного значения искомой переменной с соответствующими ей величинами независимых переменных, т. е. в тех скважинах, где известно пластовое и поровое давления флюидов. Подбор коэффициентов уравнения (IV.5) производят таким образом, чтобы ошибки в определении искомой по уравнению регрессии переменной величины сравнительно с ее истинным значением были бы минимальны и подчинялись нормальному распределению.

В работе [119] для получения уравнения регрессии с целью определения пластового (порового) давления использовались такие независимые переменные: глубина скважины, механическая скорость бурения, d -экспонента, плотность глинистых пород, адсорбционная емкость глинистых пород и содержание газа в глинистом растворе. Все перечисленные параметры определяли через каждые 7,5 м по результатам обработки буровой документации на шести скважинах глубиной до 4000—6000 м.. Плотность глинистых пород, механическая скорость бурения и значения d -экспоненты первоначально определяли через каждые 1,5 м бурения, а затем осредняли для интервала 7,5 м. Газосодержание в глинистом растворе находили по данным газометрии скважин; в качестве представительного значения газосодержания принимали максимальное его значение в изучаемом 7,5-метровом интервале глубин. Поровые давления в глинистых породах определяли через каждые 30 м по результатам индукционного

Таблица 9

Средние значения буровых параметров и порового давления и их вариации, определенные в шести скважинах [119]

Переменная величина	Среднее значение	Пределы изменения
Глубина скважины, м	3760	1525—5950
d -экспонента	1,68	1,00—2,49
Механическая скорость бурения, м/ч	13,4	0,7—99,0
Газонасыщенность глинистого раствора, %	1,04	0,10—25,00
Плотность глинистых пород, г/см ³	2,33	2,19—2,51
Адсорбционная сжимость глинистых пород, (мг·экв)/100 г	14,4	3,5—32,7
Поровое давление, кг/см ³	533	163—1080

метода исследований скважин. В связи с этим при окончательной обработке данных значения независимых переменных еще раз осредняли в интервале 30 м (табл. 9).

Вначале проанализировали данные только по одной скважине, для того чтобы установить значение каждого используемого параметра бурения, вида его корреляции (Z_i) с величиной искомого порового давления. Уже первые результаты, полученные при статистической обработке, указали на необходимость разделения регрессионных уравнений для определения давления в зонах нормального гидростатического и аномально высокого давлений.

При окончательном выводе уравнений использовалась методика последовательных приближений. Путем изменения значимости того или другого параметра добивались, чтобы вероятность ошибки за счет неверного выбора функции каждого параметра в определении искомой величины порового давления не превышала 15%. Кроме того, стремились к тому, чтобы получаемые ошибки в определении давления были независимыми величинами — подчинялись нормальному распределению и варьировали в статистически установленных пределах.

Для определения нормальных поровых давлений (НПД) окончательное уравнение имеет вид [119]

$$\begin{aligned} \text{НПД} = & -7829 + 6073\delta_n + 0,322v_{\text{мех}}^2 - 98,78G^2 - \\ & - 2,33Q_{100}^2 + 353(dG) - 72,17(dQ_{100}) - 19,5(v_{\text{мех}}\delta_n) + \\ & + 75,58(\delta_n Q_{100}) - 0,00076v_{\text{мех}}^3, \end{aligned} \quad (\text{IV.6})$$

где G — газонасыщенность глинистого раствора в %; Q_{100} — адсорбционная емкость глинистых пород в $(\text{мг}\cdot\text{экв.})/100 \text{ г}$; a — значение d -экспоненты.

Систематическая абсолютная погрешность при определении нормального гидростатического давления по уравнению (IV.6) равна $24 \text{ кгс}/\text{см}^2$, причем уравнение описывает около 80% вариаций исходных параметров. Эта абсолютная погрешность составляет 6% от среднего пластового давления, что эквивалентно разности плотностей глинистого раствора $0,06 \text{ г}/\text{см}^3$ при высоте его столба 4200 м.

Для зоны АВПоД окончательное уравнение имеет вид

$$p_{\text{АВПоД}} = 220\,806 + 0,823h - 133\,956\delta_n - \\ - 0,000774hv_{\text{мех}} + 7197\delta_n^3 - 17,23\delta_n Q_{100}. \quad (\text{IV.7})$$

Средняя абсолютная погрешность вычисления порового давления по уравнению (IV.7) равна $95 \text{ кгс}/\text{см}^2$, что составляет около 14% от средней величины порового давления и эквивалентно погрешности определения плотности глинистого раствора, равной $0,23 \text{ г}/\text{см}^3$, при высоте столба раствора 4140 м. Использование уравнений (IV.6) и (IV.7) практически оправдано только в случаях, когда исходные независимые переменные варьируют в пределах, не превышающих те, которые указаны в табл. 9.

Авторы работы [119] предлагают определенный порядок использования уравнений (IV.6) и (IV.7) при бурении скважин. В случае бурения скважин в зоне нормальных давлений рекомендуется:

1) рассчитать давление по уравнению (IV.6) для каждого интервала, подставив в него необходимые параметры, характерные для этого интервала;

2) вычислить условное гидростатическое давление на исследуемой глубине ($1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ на 10 м глубины) и вычесть из него давление, рассчитанное по уравнению (IV.6);

3) полученную разность разделить на значение средней абсолютной погрешности ($24 \text{ кгс}/\text{см}^2$). Если результат не выходит за установленное предельное отклонение, давление следует считать нормальным и продолжать бурение.

Предельное отклонение полученной разности от нуля устанавливается опытным путем в зависимости от допустимой степени риска, т. е. допустимой величины увели-

ния пластового давления, при которой в конкретных условиях еще можно предотвратить выброс. В работе [119], например, считали за зону аномально высокого порового давления интервал, в котором разность между давлением, вычисленным по уравнению (IV.6), и нормальным давлением более чем в 2,5 раза превышает среднюю абсолютную ошибку ($24 \text{ кгс}/\text{см}^2$).

Если разница давлений выходит за допустимые пределы, для расчетов давления используют уравнение регрессии (IV.7). В этом случае рекомендуется следующее:

1) рассчитать по уравнению (IV.7) значение порового давления;

2) полученный результат вычесть из значения давления, вычисленного по предыдущим расчетам или при исследовании верхнего интервала геофизическими методами;

3) разность давлений разделить на среднюю абсолютную погрешность, возможную при использовании уравнения (IV.7) в исследуемом районе, например $95 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Если результат выходит за пределы установленных отклонений, рекомендуется [119] рассчитать новое значение давления исходя из величин, полученных при первой операции. В противном случае следует пользоваться прежним значением давления для изучения более глубоких интервалов разреза.

В работе [119] рекомендуется уточнять уравнения (IV.6) и (IV.7) для каждого конкретного геологического района с целью уменьшения возможной ошибки определения порового давления. В приведенном примере эта ошибка определения давления в зоне АВПД все же очень велика, что указывает на необходимость дальнейшего совершенствования описанной методики. По-видимому, надо выбрать более информативные параметры бурowego процесса, по возможности уточнить их определение и ближе адаптировать полученные регрессионные уравнения к конкретным геологическим условиям.

Глава V

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД В НЕКОТОРЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ И РАЙОНАХ СОВЕТСКОГО СОЮЗА

Рассматривая возможности прогнозирования АВПД, необходимо заметить, что большинство исследований, проведенных авторами в различных районах, относятся к прогнозированию аномальных давлений по данным геофизических исследований скважин. Ранее были приведены также первые результаты прогнозирования АВПД до начала бурения скважин по геологическим данным, а также с помощью сейсмических исследований. Однако пока такие работы выполнены только для отложений Азово-Кубанской нефтегазоносной области. Тем не менее положительные результаты этих исследований, по-видимому, позволяют рекомендовать предложенные методики при прогнозировании аномально высоких пластовых давлений в районах со сходными геологическими условиями.

Для изучения возможностей прогнозирования аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических методов исследования скважин были изучены геофизические материалы и выделены зоны аномально высоких поровых давлений в скважинах девяти нефтегазоносных областей и районов Советского Союза. В 74 скважинах 30 площадей выделены зоны АВПД по данным электрометрии (боковое электрическое зондирование, методы индукционный и сопротивления экранированного заземления, стандартная электрометрия). Из них 43 скважины находятся в Азово-Кубанской нефтегазоносной области, десять — в Средней Азии, четыре — в Прикаспии, 11 — в Салымском районе Западной Сибири, три — в Крымской нефтегазоносной области, одна — в Предкарпатском прогибе, одна — в Терско-Сунженском районе и одна в Азербайджане. Кроме того, зоны аномально высокого поро-

вого давления выделены с помощью других геофизических методов: нейтронный гамма-метод в трех скважинах в Азово-Кубанской нефтегазоносной области, шести — в Средней Азии, одной — в Прикаспии, восьми — в Салымском районе Западной Сибири, метод рассеянного гамма-излучения — в трех скважинах Средней Азии, одной — в Предкарпатском прогибе, ультразвуковой метод — в двух скважинах Азово-Кубанской области, одной — в Терско-Сунженском районе.

Количественная оценка аномального порового давления в глинистых покрышках проводилась по данным методов электрометрии, нейтронного гамма-метода, методов рассеянного гамма-излучения и ультразвукового по методикам «криевых нормально уплотненных глин» и эквивалентных глубин. Количественные результаты определения аномальных поровых давлений сопоставлены со значениями пластовых давлений во вмешаемых коллекторах, полученными прямыми замерами с помощью глубинных манометров, а также путем расчетов по давлению на устье скважины и по плотности глинистого раствора в переливающихся скважинах.

Наряду с результатами прогнозирования АВПД в различных нефтегазоносных областях и районах Советского Союза в настоящей главе приведено краткое описание некоторых особенностей их геологического строения, что позволяет судить об отложениях, слагающих изучаемые разрезы, о распределении в них пластовых давлений, а также о возможной природе образования аномальных давлений.

I. АЗОВО-КУБАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

В строении Азово-Кубанской нефтегазоносной области принимают участие триасовые, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые, четвертичные отложения и образования, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте, а в северо-западной части — на докембрийском.

По морфологическим особенностям в пределах Западного Предкавказья выделяются следующие основные тектонические элементы: Западно-Кубанский передовой прогиб, Адыгейский выступ, Тимашевская ступень,

Ейско-Березанский вал, Восточно-Кубанский прогиб, Калинболотский структурный выступ и Сальский вал. Все они, за исключением Западно-Кубанского прогиба и Адыгейского выступа, относятся к платформенной области.

Западно-Кубанский прогиб представляет собой [25] предгорный прогиб, южная граница которого расположена вблизи выходов мела на северном склоне мегантиклиниория Большого Кавказа. Северная граница проводится в пределах резкого изменения мощностей миоценовых слоев, выраженного флексурой, по-видимому, отвечающей глубинному разлому. Прогиб имеет протяженность более 200 км и ширину около 100 км. Мощность осадочного комплекса, выполняющего прогиб, по геофизическим данным составляет 12—15 км.

Южный (внутренний) борт Западно-Кубанского прогиба сравнительно узкий, осложнен многочисленными складками, группирующимися в антиклинальные зоны. Вдоль южного борта выделяются антиклинальные зоны: южная — Азовская и северная — Калужская. К северу от этих складчатых зон находится еще одна антиклинальная область — Крымско-Северская. Строение ее характеризуется трансгрессивным залеганием майкоп-плиоценового комплекса пород, погружающегося в северном направлении. Пласти, расположенные под трансгрессивной серией пород, наклонены в противоположную сторону — к югу.

Отличительными особенностями складок южного борта Западно-Кубанского прогиба являются: сильная дислокированность, линейность расположения, одинаковая активность в развитии антиклиналей и синклиналей, а также большая мощность надпалеозойского комплекса пород. Северный борт Западно-Кубанского прогиба широкий и построен значительно проще южного. На фоне моноклинального склона северного борта Западно-Кубанского прогиба выделяется ряд пологих складок. Они отличаются большой мощностью надпалеозойского комплекса пород и расплывчатыми очертаниями структур (углы падения составляют 1—2 градуса). В строении этих поднятий принимают участие породы миоцена и, иногда верхнего палеогена. Породы, древнее олигоцена, не дислоцированы и залегают моноклинально.

Адыгейский структурный выступ является восточным ограничением Западно-Кубанского прогиба и входит в со-

став Северо-Кавказского краевого массива [25]. Западным ограничением Адыгейского выступа служат Курджийский и Цицинский разломы. Структуры, осложняющие Адыгейский выступ, относятся к складкам промежуточного типа (от геосинклинальных к платформенным).

Тимашевская ступень расположена к северу от Западно-Кубанского прогиба [25]. По геофизическим данным осадочный комплекс моноклинально погружается в южном направлении и через структурный уступ сочленяется с северным бортом Западно-Кубанского прогиба. Тимашевскую ступень с севера окаймляет Каневско-Березанский вал, который является составной частью Ейско-Березанской зоны поднятия, прослеживающейся на запад.

Восточно-Кубанский прогиб включает в себя обширную Тихорецко-Кропоткинскую депрессию, расположенную к востоку от Ейско-Березанской зоны поднятия. К северу от депрессии выделяются Калинболотский выступ и Сальское поперечное поднятие. Первый является осложнением южной части Ростовского выступа и лежит в пределах развития кристаллического фундамента, второй имеет в основании палеозойский складчатый фундамент.

Основные черты истории геологического развития Азово-Кубанской впадины представляются следующим образом [16]. В триасовый период большая часть Азово-Кубанской впадины находилась выше уровня моря. Существование морского режима установлено только в западной части впадины. В течение юрского периода область прогибания значительно расширилась. Однако на фоне преобладающего прогибания зафиксированы кратковременные восходящие движения, которые приводили к регрессии моря. Как правило, вблизи от источника спуска накапливались песчаники. По мере удаления от областей размыва отлагались алевролиты и глины. В конце периода произошло обмеление морского бассейна, что способствовало образованию лагуны, где накапливались гипсы, ангидриты и каменная соль. Амплитуда прогибания составляла по Западно-Кубанскому прогибу 1200—5000 м, Восточно-Кубанскому — 1300 м, Ейско-Березанской зоне поднятия — 1200 м.

С наступлением мела начинается углубление морского бассейна. Вначале происходит накопление грубозернистых песчаников мощностью до 500 м в Восточно-Кубанском прогибе, до 1200 м в Западно-Кубанском прогибе и до 150 м в Ейско-Березанской зоне. По мере дальней-

шего углубления бассейна накапливаются глины с прослойками алевролитов и песчаников. При этом наибольшая скорость прогибания сохранялась в районе Западно-Кубанского прогиба. Мощность глинистых осадков составляет здесь 1200 м. В Восточно-Кубанском прогибе и в Ейско-Березанской зоне поднятия мощность равна 330—360 м. Начиная с верхнего мела, в Восточно-Кубанском прогибе и в Ейско-Березанской зоне накапливаются известняки. В Западно-Кубанском прогибе аналогичные отложения формируются только в сантонский век. В датский век наступила регрессия моря. Почти вся территория Западного Предкавказья находилась выше уровня моря.

С наступлением кайпозойской эры на Северном Кавказе существенно изменился режим тектонических движений. В палеоценовую эпоху Предкавказье претерпело общее погружение. Наиболее интенсивно прогибался Восточно-Кубанский прогиб, который меньше всего испытывал погружение в меловой период. Здесь накапливались глины с прослойками алевролитов мощностью до 700 м. Район Ейско-Березанской зоны поднятия погружался менее интенсивно, чем Восточно-Кубанский прогиб. Мощность терригенных отложений, накопившихся за палеоценовую эпоху в центральной части Восточно-Кубанского прогиба, составляет 560 м.

В интенсивное погружение был вовлечен Западно-Кубанский прогиб. Усиленное прогибание морского дна в палеоценовую эпоху чередовалось с кратковременными восходящими движениями незначительной амплитуды. В результате такого развития накапливались флишевые толщи, представленные закономерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Мощность толщ составляет 700—1400 м. В палеоценовую эпоху четко обособились Ирклиевская синклиналь, Ейско-Березанская зона поднятия в целом, Каневско-Березанский вал и Западно-Кубанский прогиб.

В ранне- и среднезооценовые эпохи территория испытывала унаследованное развитие от предыдущего этапа. Мощность накопившихся отложений составляет 480—600 м.

В позднезооценовую эпоху интенсивность погружения Западно-Кубанского и Восточно-Кубанского прогибов уменьшилась, мощность отложений верхнего эоцена не превышает 200 м.

В олигоценовую и раннемиоценовую эпохи интенсивность прогибания этой территории увеличилась. Особен-

бенно значительное прогибание происходило в Западно-Кубанском прогибе, где накопились толщи терригенных отложений мощностью 3500 м (майкопская серия). Начало среднемиоценовой эпохи характеризовалось замедленным прогибанием. В конце тарханского века вся территория Западного Предкавказья была выведена из-под уровня моря и подверглась размыву. С наступлением чокракского века Предкавказье вновь было вовлечено в интенсивное прогибание. Наибольшее погружение до 400 м было в Западно-Кубанском прогибе.

В караганский и конинский века морем была покрыта вся территория Западного Предкавказья. Мощность караган-чокракских отложений в Западно-Кубанском прогибе достигает 200—100 м, в Восточно-Кубанском прогибе — до 180 м, в Ейско-Березанской зоне — до 110 м. В начале сарматы на территории Западного Предкавказья были сравнительно глубоководные условия осадконакопления. В средне- и позднесарматские века на фоне общего возвышания Предкавказья продолжали прогибаться районы краевых прогибов, где накапливались глинистые осадки большой мощности.

В меотический век произошел общий подъем Предкавказья, по территории Западного Предкавказья находилась ниже уровня моря. Мощность накаплившихся отложений в Западном Предкавказье в платформенной части составляет 50—100 м, в краевом прогибе — 200—500 м. В понтический век отмечается трансгрессия моря. В это время откладывались глины с прослойями песчаников и алевролитов, реже мергелей, местами известняки-ракушечники. В киммерийский и куяльницкий века в Западно-Кубанском прогибе накапливались глины с прослойями алевролитов и песчаников. Мощность отложений колеблется в пределах 200—700 м. В акчагыльский и ашеронский века территория Азово-Кубанской области испытывала подъем.

Современный структурный план Азово-Кубанской впадины окончательно сформировался в плиоцен-плейстоценовую эпоху. Скорости осадкообразования в плиоценовую эпоху — четвертичный период колеблются в пределах 10—150 м/млн. лет, причем наибольшие скорости отмечены в центральной части Западно-Кубанского прогиба. Именно с интенсивным прогибанием центральной части Азово-Кубанской впадины в это время, на наш взгляд, связано образование современных аномально высоких

пластовых давлений. Причем, как было установлено в главе I, максимальные значения коэффициентов аномальности приурочены к тем частям территории впадины, которые были подвержены наибольшему погружению (скорости осадконакопления 100—150 м/млн. лет).

Залежи нефти и газа в Азово-Кубанской впадине встречаются по всей мезо-кайнозойской толще, от понтических отложений до образований юры. Они приурочены к Западно-Кубанскому прогибу, платформенным районам, а также к Адыгейскому выступу, моноклинали Большого Кавказа и к Восточно-Кубанскому прогибу.

Азово-Кубанская нефтегазоносная область объединяет ряд водонапорных систем, обладающих различными динамическими свойствами. Главнейшие водонапорные системы связаны с отложениями:

1) нижней и средней юры — плинсбахский ярус (песчаник), батский и байосский ярусы (песчаные породы), келловейский ярус (песчаники и алевролиты), оксфордский и титонский ярусы (карбонатные породы);

2) нижнего мела;

3) верхнего мела

4) палеоцен-эоцена (терригенные отложения) в платформенной части впадины;

5) палеоцен — нижнего эоцена (флишевые отложения) на южном борту Западно-Кубанского прогиба;

6) кумской свиты эоцена (продуктивный горизонт);

7) среднего майкопа (терригенные отложения олигоцена-нижнего миоцена);

8) среднего — верхнего миоцена и нижнего плиоцена — верхний сармат, меотис, pont — в срединной части Западно-Кубанского прогиба;

9) миоцена (молассовая формация) на южном борту Западно-Кубанского прогиба;

10) верхнего плиоцена (пресные воды).

Изучение геолого-геофизических материалов КраснодарНИПИНефти по указанным водонапорным системам показывает, что в каждом стратиграфическом комплексе проявляются следующие типы водонапорных систем: артезианский с пластовыми давлениями, равными нормальным гидростатическим во всех частях системы, и с замкнутым контуром, в которых формируются АВПД. Эти системы

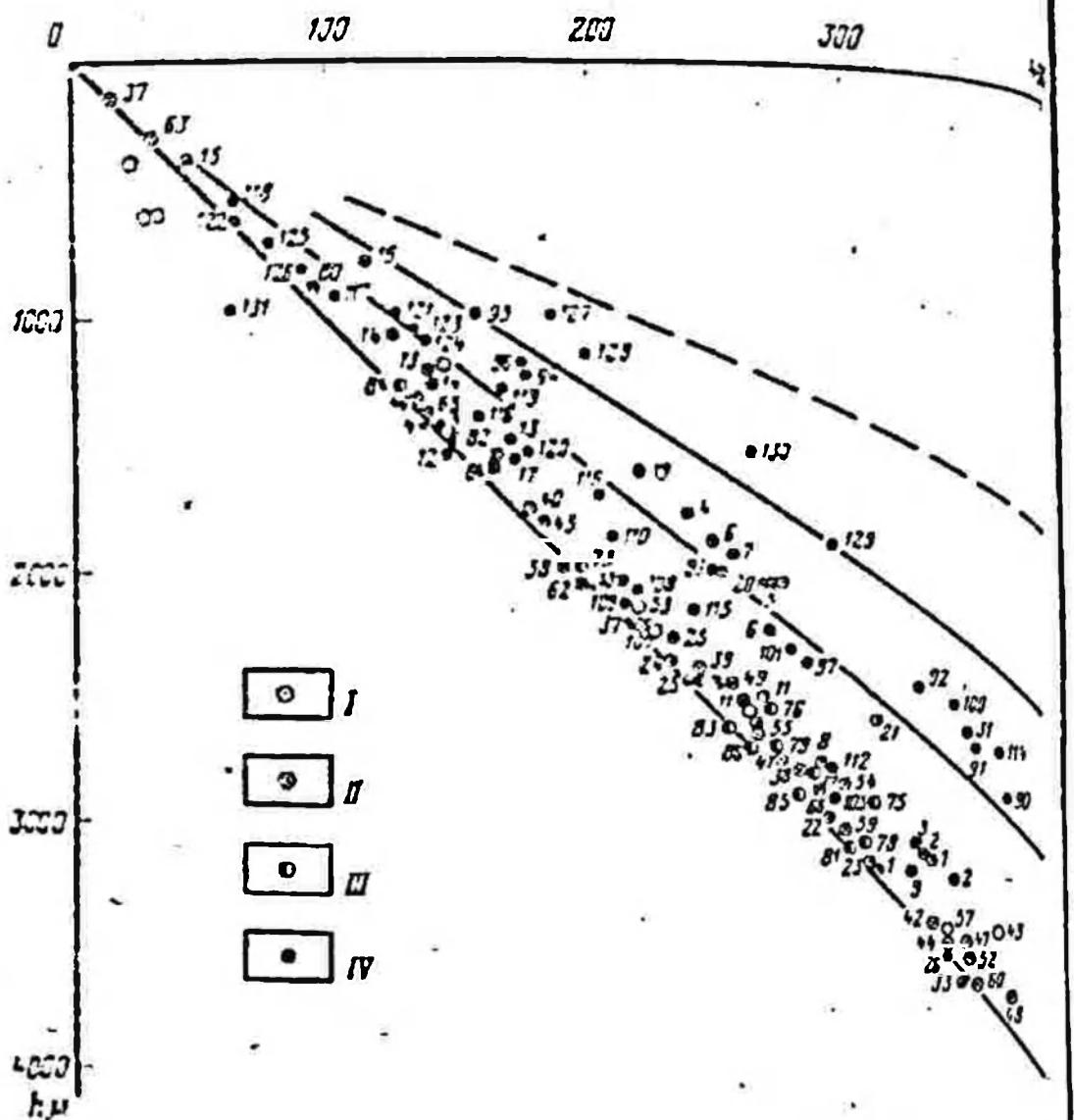


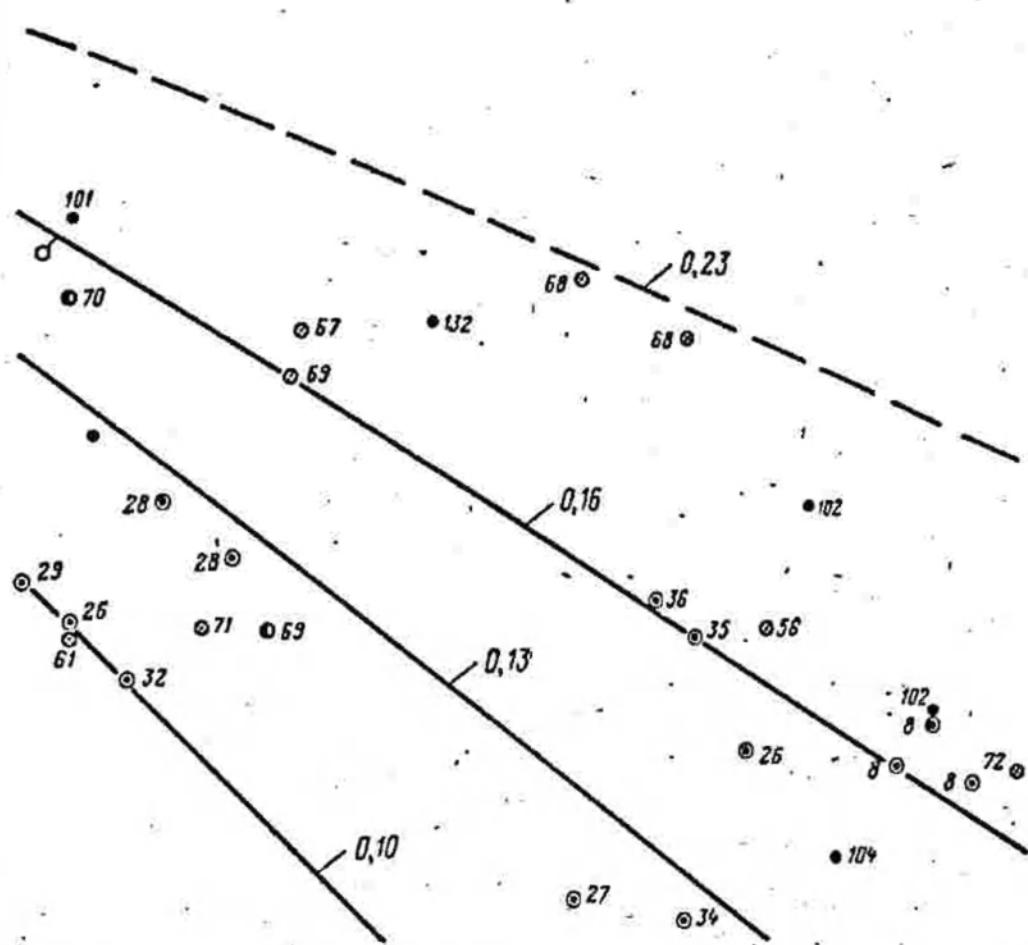
Рис. 57. Сводный график распределения пластовых давлений в Азово-Кубанской нефтегазоносной области (по данным В. С. Котова, Краснодар. ИГИПИ Нефть)

Отложения: I — юры, II — мела, III — палеоцен, IV — неогена; параметр кривых-градиент $p.h.$ ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м = 0.23 ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м — средний геостатистический; 0.10 ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м — гидростатический); площади в юрских отложениях: 1—3 — Южно-Советская, 4—7 — Самурская, 8 — Лабинская, 9 — Бенковская, 10 — Ярославская, 11, 12 — Ширвинская, 13, 14 — Баркаевская, 15 — Шедокская, 16 — Эрганская, 17, 18 — Красно-Дагестанская, 19—21 — Победа, 22, 23 — Бескорыбская, 24, 25 — Советская, 26 — Юбилейная, 27 — Темиргоевская, 28 — Курджипская, 29 — Поволжская, 30 — Черкесская, 31 — Тульская, 32 — Нововладимирская, 33 — Отрядно-Кубанская, 34 — Темиргоевская, 35 — Гамлынская, 36 — Восточно-Кубанская; площади в меловых отложениях: 37 — Абадзекская, 38 — Апшеронская, 39 — Армавирская, 40 — Бейсугская, 41 — Березанская, 42 — Ерюзовецкая, 43 — Надинская, 44 — Генеральская, 45 — Каневская, 46 — Каневская, 47 — Кропотинская, 48 — Заречная, 49 — Кужорская, 50 — Кущевская, 51 — Лабинская, 52 — Ладожская, 53 — Ленинградская, 54, 55 — Молчанская, 56 — Медведловская, 57 — Некрасовская, 58 — Новопетровская, 59 — Расшеватская, 60 — Соколовская, 61 — Темиргоевская, 62 — Чайкинская, 63 — Шедокская, 64 — Ширвинская, 65 — Южно-Советский, 66 — Ставропольская, 67 — Куколовская, 68 — Абазская, 69 — Дефановская, 70 — Беляевская, 71 — Судальская; площади в палеоценовых отложениях: 73 — Березанская, 74 — Ермаковская, 75, 76 — Великая, 77 — Восточно-Калужская, 78 — Глубокий Яр, 79 — Калужская, 80 — Каневская, 81 — Ключевая

500

600

700

 $\rho, \text{кгс}/\text{см}^2$ 

82 — Крыловская, 83 — Ладожская, 84 — Новоминская, 85 — Ново-Дмитровская, 86 — Холмская, 87 — Армавиро-Убежинская, 88 — Николаевская, 89 — Убежинская; площади в эоценовых отложениях: 90—92 — Ново-Дмитровская, 93 — Кипячая, 94, 95 — Глубокий Яр, 96, 97 — Карская, 98 — Калужская, 99 — Ахтырская, 100 — Абино-Украинская, 101 — Зыбза-Глубокий Яр, 102 — Левкинская, 103 — Черноморская, 104 — Северская; площади в олигоценовых отложениях: 105 — Афинская, 106, 107 — Дыш, 108, 109 — Ключевая, 110 — Ладожская, 111—113 — Ново-Дмитровская, 114 — Троицкая; площади в миоценовых отложениях: 115 — Варениковская, 116, 117 — Адагумская, 118 — Кеслеровская, 119, 120 — Кудако-Киевская, 121 — Северо-Крымская, 122—124 — Джигинская, 125, 126 — Благовещенская, 127 — 130 — Курчанская, 131 — Армавиро-Убежинская, 132 — Южно-Андреевская

отмечены в отложениях нижней юры, келловейского, окфордского и кимериджского ярусов, нижнего мела, палеоцен-эоцена и среднего миоцена. Породы палеозоя и триаса в этом отношении остаются неизученными.

Распределение пластовых давлений по стратиграфическим комплексам и глубине залегания водоносных пластов показано на сводном графике (рис. 57). Из рис. 57 видно, что в каждом стратиграфическом комплексе имеются пласти с нормальным гидростатическим и аномально высоким пластовыми давлениями. Аномальные давления начинают проявляться с глубин 700—800 м. На глубинах ниже 4500 м аномально высокие давления преобладают.

По гидродинамическим особенностям осадочную толщу мезо-кайнозоя подразделяют на следующие зоны.

1. Верхняя зона — пресные и слабоминерализованные воды с нормальным гидростатическим давлением во всех водоносных пластах. Динамика вод определяется шифльтрационным режимом. Нижняя граница зоны находится на глубине 700—800 м.

2. Средняя зона — воды с широким диапазоном минерализации от слабоминерализованных до рассолов, с проявлением в равной степени нормальных гидростатических и аномально высоких пластовых давлений. Нижняя граница зоны условно проводится на глубине 4000—5000 м.

3. Нижняя зона преобладания АВПД. Она связывается с подсолевыми отложениями (Восточно-Кубанская впадина) и с сильно уплотненными породами (Западно-Кубанский прогиб).

Основные проявления аномально высоких пластовых давлений в Азово-Кубанской нефтегазоносной области отмечаются в районах наиболее интенсивного прогибания, которым соответствуют значительные скорости накопления осадков. Кроме того, заметную роль в развитии и сохранении аномально высоких давлений играют регионально прослеживающиеся глинистые пласти и толщи. Основным таким интервалом осадочного комплекса является майкоп — (поздний миоцен—олигоцен) в пределах Западного Предкавказья. Мощность его составляет 100—400 м в районах Ростовского и Адыгейского выступов, 600—1200 м в Восточно-Кубанской впадине, 1500 м и более в осевой зоне и на южном борту Западно-Кубанского прогиба.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

Как отмечали выше, аномально высокие давления в Азово-Кубанской нефтегазоносной области встречены в отложениях от миоцена до юры. В интервалах глубин 1000—5000 м коэффициент аномальности $K_a = 1.3 \div 2.2$. Большинство залежей с АВПД находятся в Западно-Кубанском прогибе, где в осевой части отмечены пластовые давления с максимальными значениями коэффициента аномальности.

Зоны высоких поровых давлений в Азово-Кубанской нефтегазоносной области выделены с помощью геофизических методов: электрометрии, ультразвукового метода и нейтронного гамма-метода (см. рис. 40, 44, 46). В комплексе геофизических исследований изучаемых скважин наиболее полно представлены электрические методы (БЭЗ, стандартная электрометрия). С помощью этих методов почти во всех рассматриваемых скважинах хорошо выделяются зоны аномально высоких поровых давлений (см. рис. 8, 46). Методика выделения зон АВПД и определения порового давления с помощью методов электрометрии описана в разделе 3 главы III.

Результаты интерпретации материалов электрометрии показали, что удельные электрические сопротивления глин по разрезам скважин изменяются в диапазоне 1—10 Ом·м. Удельное сопротивление глин зависит от степени уплотнения породы, минерализации насыщающих поровых вод и минерального состава породы. Необходимо заметить, что изменение минерализации вод оказывает существенное влияние на удельное сопротивление глин на глубине до 1500 м (рис. 58, интервал 960—1050 м). Этот фактор делает практически невозможным прогнозирование АВПД по данным электрометрии на малых глубинах (1000—1500 м). На таких глубинах аномальные давления довольно часто встречаются в западной части Западно-Кубанского прогиба (Кудако-Киевская, Северо-Крымская, Старо-Титаровская площади и др.). Образование аномальных давлений в этом районе в первую очередь связано с увеличением количества монтмориллонитовых глинистых минералов, существенно повышающих экранирующую способность покрышек (см. раздел 5, глава I).

Изменение минерального состава чистых глинистых пород в изучаемом разрезе, как правило, оказывает не значительное влияние на удельное электрическое сопро-

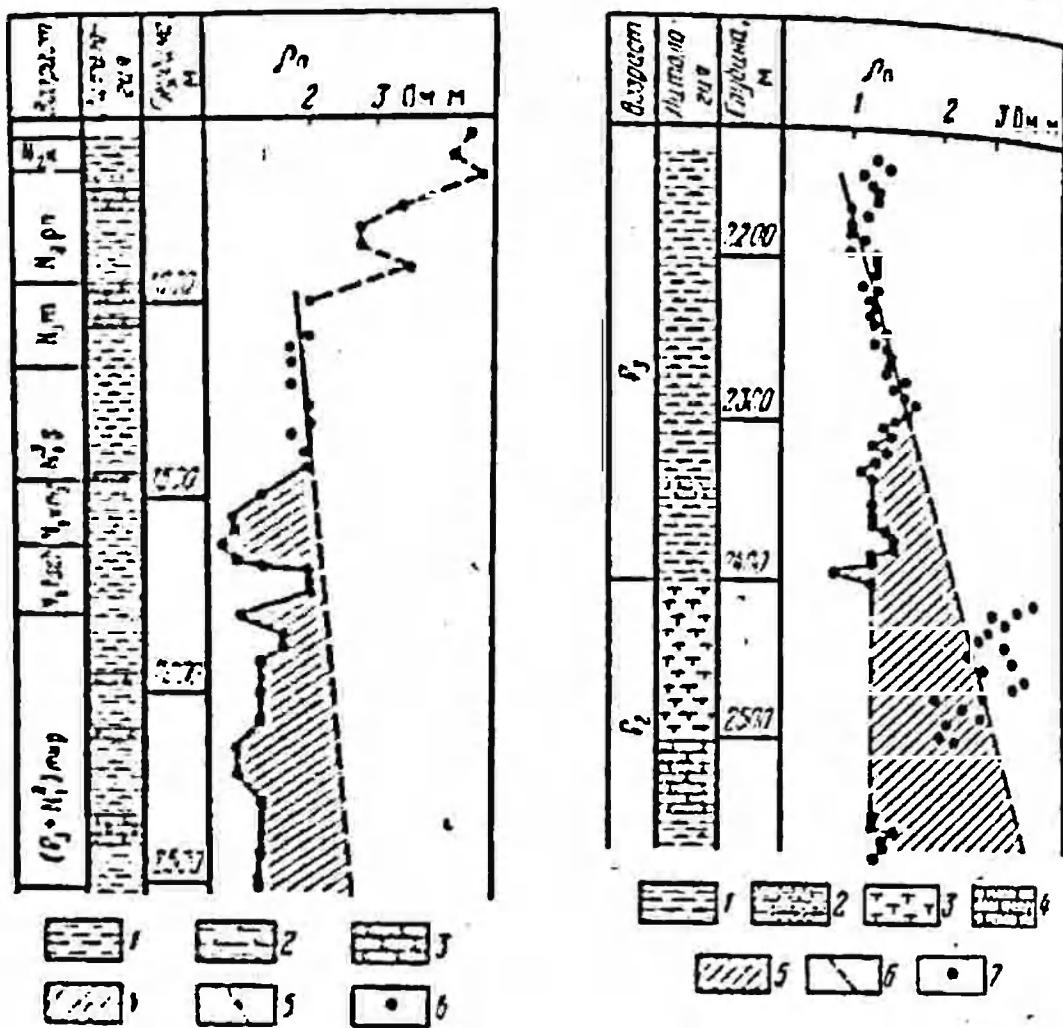


Рис. 58. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 100 Восточно-Северской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — «кривая нормально уплотненных глин»; 6 — измеренное значение удельного сопротивления глин

Рис. 59. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 14 Ново-Дмитриевской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — глина известковистая; 4 — песчаник; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — «кривая нормально уплотненных глин»; 7 — измеренное значение удельного сопротивления глин

тивление. Однако увеличение содержания некоторых примесей, в частности карбонатных, влечет за собой резкое увеличение удельного сопротивления глин. Например,

глины белоглинского горизонта эоцена в Азово-Кубанской нефтегазоносной области (рис. 59, интервал 2450—2500 м) содержат большое количество карбонатных примесей и отличаются довольно высоким удельным сопротивлением по сравнению с более чистыми глинами миоцена и майкопа. Эти глины выпадают из общей закономерности изменения удельного сопротивления с увеличением глубины. Пласти подобных глини по возможности необходимо исключать из рассмотрения и не учитывать при построении графиков для прогнозирования АВПД.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области с помощью электрометрии были выделены зоны аномальных давлений в 43 скважинах 14 площадей. Значения количественных определений аномальных поровых давлений в этих скважинах были приведены к кровле пласта коллектора с аномально высоким пластовым давлением и сопоставлены с данными замеров давлений глубинными манометрами, с расчетными величинами по давлению на устье скважин и плотности глинистого раствора. Средняя относительная погрешность оценки пластового давления с помощью электрометрии по скважинам этого района составила от 4 до —7% (табл. 10).

При изучении результатов определений аномального давления в скважинах по данным электрометрии можно отметить перспективность прогнозирования АВПД с помощью этих методов на средних и больших глубинах в Азово-Кубанской нефтегазоносной области. В условиях, где применение методов электрометрии для прогнозирования АВПД связано с определенными трудностями, необходимо использовать ультразвуковой метод, на результаты которого минерализация пластовых вод и изменение минерального состава глинистых пород оказывают значительно меньшее влияние.

Пример выделения зоны АВПД и определения аномального порового давления по данным ультразвукового метода в скв. 525 Ново-Дмитриевской площади приведен на рис. 47. С помощью УМ в Азово-Кубанской нефтегазоносной области зона АВПД была выделена также в скв. 565 Ново-Дмитриевской площади (рис. 60). Причем вычисленное значение аномального порового давления хорошо согласуется с величинами, полученными другими методами (табл. 11). Погрешность определения давления с помощью ультразвукового метода по этой скважине составила —6,8%.

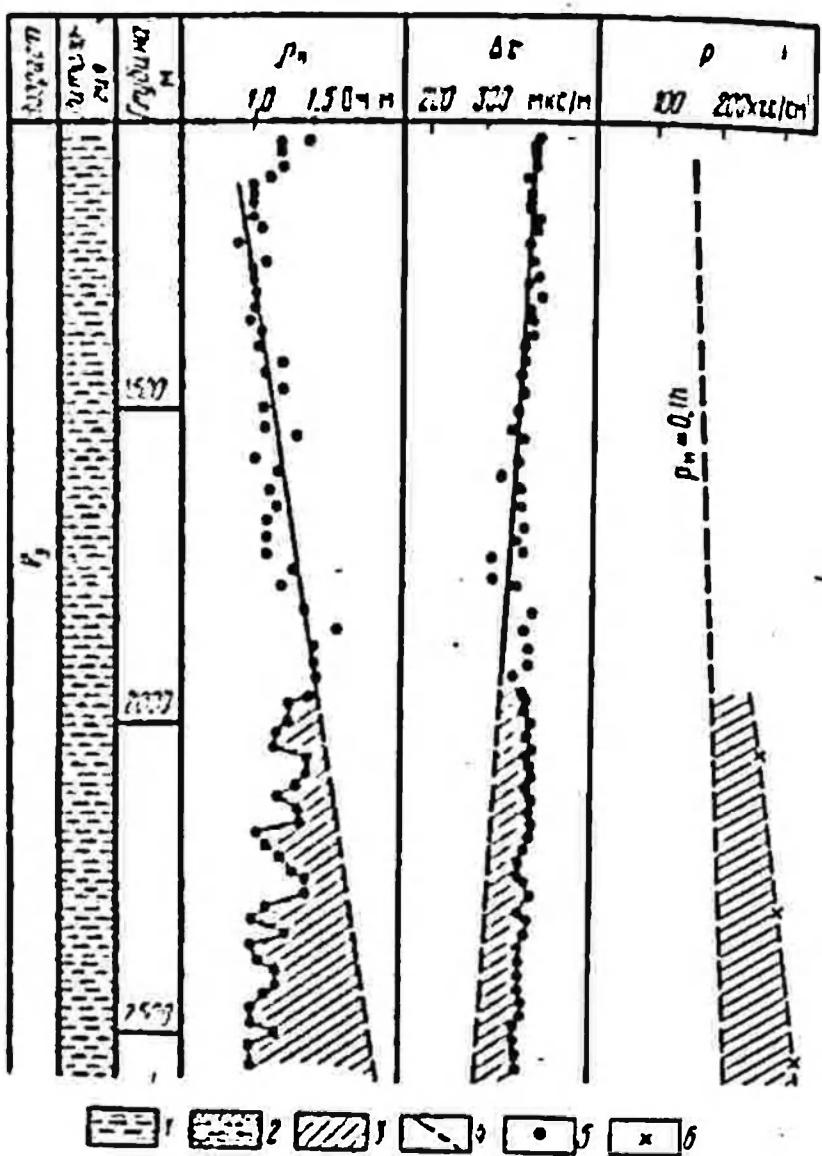


Рис. 60. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 565 Ново-Дмитриевской площади (Лазово-Кубанская нефтегазопосыпная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 4 — «кривая» нормально уплотненных глин; 5 — измеренное значение геофизического параметра; 6 — вычисленное значение аномального порового давления по данным УМ

Таблица 10

Результаты определения значений аномально высокого порового давления по данным электрометрии

Площадь	Номер скважины	Глубина кровли коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление, измеренное или вычисленное в коллекторе, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, приведенное к глубине коллектора, кгс/см ²
Азово-Кубанская нефтегазоносная область					
Ново-Дмитриев-ская	18	2604	P ₂	414,0 (p—p)	393
То же	22	2865	P ₂	380,0 ($\rho_{изб}$)	349
"	14	2504	P ₂	325,0 (p—p)	323
"	34	2842	P ₂	374,0 ($\rho_{изб}$)	347
"	40	2826	P ₂	361,7 ($\rho_{изб}$)	431
"	50	2860	P ₂	368,3 ($\rho_{изб}$)	369
"	59	2600	P ₂	417,0 (p—p)	430
"	123	2643	P ₂	352,0 ($\rho_{изб}$)	414
"	102	2000	P ₃	320,0 (p—p)	319
"	275	2503,5	P ₃	340,0 ($\rho_{изб}$)	321
"	505	2410	P ₂	385,0 (p—p)	401
"	525	2400	P ₂	336,0 (p—p)	342
"	565	2650	P ₂	385,0 (p—p)	363
"	610	4510	K ₁	641,0 (m)	755
Левкинская	35	4145	P ₂	789,2 ($\rho_{изб}$)	809
"	60	4603	P ₂	750,7 ($\rho_{изб}$)	716
"	40	3800	P ₂	—	750
"	45	3900	P ₂	734,0 (p—p)	660
"	50	3900	P ₂	780,0 (p—p)	736
"	55	3550	P ₂	710,0 (p—p)	719
"	100	4853	P ₂	869,4 (m)	860
"	120	3500	P ₂	743,0 (p—p)	671
Южно-Андреев-ская	1	4000	P ₃	780,0 (p—p)	880
Восточно-Афип-ская	1	4467	P ₃	850,0 (p—p)	889
То же	1	5200	P ₂	1100,0 (p—p)	1085
Северская	1	5322	P ₂	800,0 ($\rho_{изб}$)	857
"	2	4700	P ₃	875,0 (p—p)	830
Восточно-Север-ская	52	2850	P ₃	387,5 ($\rho_{изб}$)	403
Куколовская	1	2977	K ₁	669,0 (m)	671
"	2	2750	K ₁	596,0 (m)	603
"	3	2660	K ₁	509,0 (m)	428
Медведовская	1	4272,5	K ₁	706,0 ($\rho_{изб}$)	721
"	2	4190	K ₁	740,0 (p—p)	719

Продолжение табл. 10

Площадь	Номер скважины	Глубина кровли коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление, измеренное или вычисленное в коллекторе, кгс/см ²	Поровое давление в горных породах, приведенное к глубине коллектора
Абдано-Украйинская	320	2887,5	P ₂	438,2 ($\rho_{изб}$)	464
Ахтыро-Бугундровская	800	2540	P ₂	413,5 ($\rho_{изб}$)	300
То же	810	2116,9	P ₃	379,9 ($\rho_{изб}$)	379
Линостасьевско-Троицкая	145	2056,5	N ₁	350,0 (M)	360
То же	310	2703,2	P ₃	383,2 ($\rho_{изб}$)	400,5
"	155	2054,4	N ₁	420,0 (P—P)	374
"	140	1884,6	N ₁	346,4 (M)	354
"	335	1825	N ₁	346,0 (M)	356
"	335	1940	N ₁	—	385
Кату́жская	95	2030,7	P ₂	299,0 ($\rho_{изб}$)	274
Ставропольская	3	2966,5	K ₁	511,5 (M)	521
"	3	3205	K ₁	514,0 (M)	553
Краснодарская	1	3300	P ₃	595,0 (P—P)	608

Ферганскaя нефтегазоносная область

Уч-Курган	1	4100	P ₂	560,0 (M)	574
Наманган	5	3746	P ₂	738,5 (M)	765
"	13	3645	P ₂	700,0 (P—P)	728
"	21	3541	P ₂	524,0 (P—P)	638
"	22	3570	P ₂	553,0 (P—P)	557
"	23	4320	P ₂	864,0 (P—P)	845

Афгано-Таджикскaя нефтегазоносная область

Аму-Дарья	13	1872	K ₂	386,0 (P—P)	405
Кичик-Вель	41 (46)	1776	K ₂	325,0 (M)	334
"	41 (46)	1810	K ₂	384,0 (M)	337
"	41 (46)	1948	K ₂	424,0 (M)	407
"	41 (46)	2011	K ₂	435,0 (M)	417
"	41 (46)	2147	K ₂	456,0 (M)	458
"	41 (46)	2335	K ₂	480,0 (M)	477
Кичик-Донгус	114	1886	K ₂	294,0 (M)	301
"	114	1771	K ₂	275,0 (M)	255
Кызыл-Тушук	22	1518	K ₂	320,0 (M)	330
"	22	1688	K ₂	385,0 (M)	347

Продолжение табл. 10

Площадь	Номер скважины	Глубина кровли коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление, измеренное или вычисленное в коллекторе, кгс/см ²	Поровое давление в пожарышке, приходящее к глубине коллектора, кгс/см ²
Среднеобская нефтегазопосная область					
Средис-Салымская	102	2840	J ₃	—	386
Верхис-Салымская	10	2820	J ₃	—	400
Салымская	27	2803	J ₃	426,0 (м)	430
»	38	2869	J ₃	475,0 (р—р)	444
»	42	2760	J ₃	426,0 (м)	496
»	14	2869	J ₃	448,0 (м)	441
»	48	2790	J ₃	—	409,5
»	30	2780	J ₃	432,0 (м)	389,5
»	24	2790	J ₃	417,0 (м)	412,5
»	32	2800	J ₃	470,0 (м)	469
Правдинская	76	2866	J ₃	380,0 (р—р)	418
Прикаспийская нефтегазопосная область					
Карпенка	11	4565	D ₃	776,0 (р—р)	768
»	7	4450	D ₃	756,0 (р—р)	802
»	9	4800	D ₃	700,0 (р—р)	778
Антиповская	107	5284	D ₃	765,0 (р—р)	684
Крымская нефтегазоносная область					
Горностаевская	2	3800	P ₃	710,0 (р—р)	572
»	3	4340	P ₃	880,0 (р—р)	650
»	5	3900	P ₃	790,0 (р—р)	609
Предкарпатская нефтегазоносная область					
Иваники	22	3100	K ₂	420,0 (м)	415
Терско-Сунженский нефтегазоносный район					
Карджин-Змейская	39	1950	N ₁	324,0 (р—р)	311

Примечание. В значениях пластового давления (м) — измеренное глубинным манометром, (р_{изб}) — вычисленное по избыточному давлению на буфере скважины, (р—р) — то же, по плотности глинистого раствора переливающей скважины.

Таблица 11

Результаты определения значений аномально высокого порового давления по данным различных геофизических методов

Площадь	Номер скважины	Глубина коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление в коллекторе, измеренное или вычисленное, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, приведенное к глубине коллектора, кгс/см ²				
					СЭЗ	ИМ	УМ	НГМ	ГГМ
Азово-Кубанская нефтегазоносная область									
Ново-Дмитриевская	525	2100	P ₂	336 (р—р)	—	—	350	—	—
	565	2650	P ₂	385 (р—р)	—	—	359	—	—
Куколовская	1	2977	K ₁	669 (м)	—	—	—	472	—
Ставропольская	3	3205	K ₁	514 (м)	—	—	—	470	—
Анастасьевско-Троицкая	145	2056,5	N ₁	350 (м)	—	—	—	399	—
Ферганская нефтегазоносная область									
Уч.-Курган	1	4100	P ₂	560 (м)	582	—	—	569	538
Наманган	22	3570	P ₂	553 (р—р)	—	—	—	—	523
	23	4320	P ₂	861 (р—р)	—	—	—	846	921
Афгано-Таджикская нефтегазоносная область									
Аму-Дарья	13	1872	K ₂	386 (р—р)	362	—	—	281	—
Кячик-Бель	41 (46)	1776	K ₂	325 (м)	260	—	—	374	—
	41 (46)	1810	K ₂	384 (м)	263	—	—	—	—
	41 (46)	1948	K ₂	424 (м)	358	—	—	392	—
	41 (46)	2041	K ₂	435 (м)	364	—	—	—	—
	41 (46)	2147	K ₂	456 (м)	394	—	—	—	—
	41 (46)	2335	K ₂	480 (м)	404	—	—	475	—

Продолжение табл. 11

Площадь	Номер скважины	Глубина коллектора, м	Возраст коллектора	Пластовое давление в коллекторе, измеренное или вычисленное, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, приведенное к глубине коллектора, кгс/см ²				
					СЭЗ	ИМ	УМ	НГМ	ГГМ
Среднеобская нефтегазоносная область									
Верхне-Салымская	10	2820	J ₃	—	—	—	—	402	—
Салымская	14	2869	J ₃	448 (м)	—	—	—	418	—
	27	2803	J ₃	426 (м)	—	—	—	380	—
	32	2800	J ₃	470 (м)	—	—	—	416,5	—
	38	2869	J ₃	475 (р—р)	—	—	—	390	—
	42	2760	J ₃	426 (м)	—	—	—	496	—
Средне-Салымская	102	2840	J ₃	—	—	—	—	375	—
Правдинская	76	2866	J ₃	380 (р—р)	—	—	—	420	—
Прикаспийская нефтегазоносная область									
Карпенка	7	4450	D ₃	756 (р—р)	—	848	—	741	—
	11	4565	D ₃	776 (р—р)	—	811	—	—	—
Предкарпатская нефтегазоносная область									
Иванники	22	3100	K ₂	420 (м)	—	—	—	—	414
Терско-Сунженский нефтегазоносный район									
Карджин-Змейская	39	1950	N ₁	324 (р—р)	317	302	298	—	—

П р и м е ч а н и е. В значениях пластового давления (м) — измеренное глубинным манометром, (р—р) — вычисленное по плотности глинистого раствора переливающей скважины.

Зоны аномальных поровых давлений выделяются в скважинах Азово-Кубанской нефтегазоносной области и по данным нейтронного гамма-метода. Полученные с помощью этих методов графики достаточно четко могут определять приближение к пластам с АВПД (рис. 61).

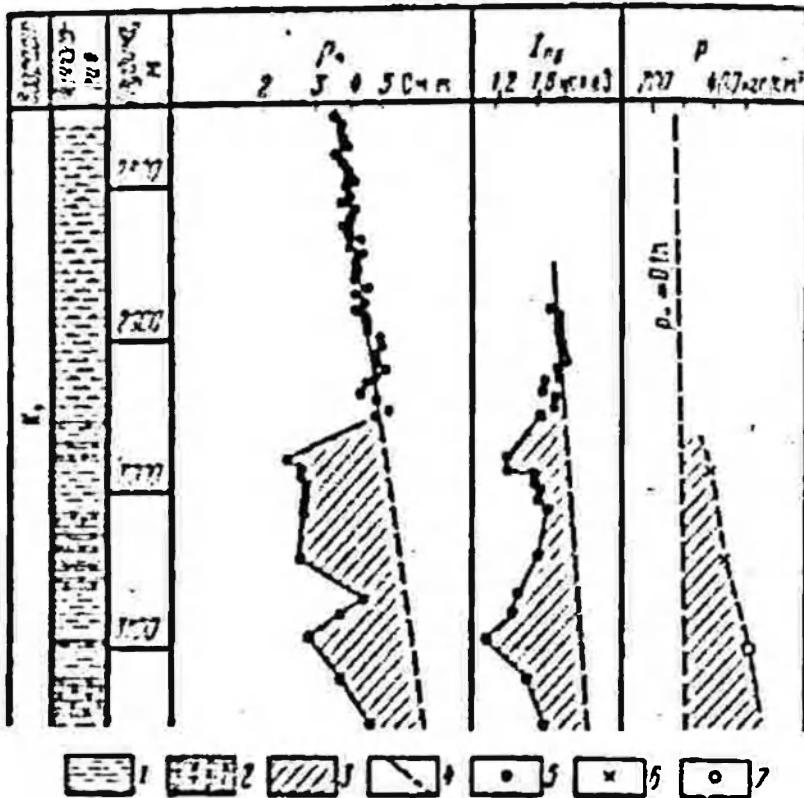


Рис. 61. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 3 Ставропольской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона аномально высокого порового давления в глинях; 4 — «зеркало нормально уплотненных глин»; 5 — измеренное значение геофизического параметра; 6 — вычисленное значение аномального порового давления по данным НГМ; 7 — значение аномально высокого давления измеренного глубинным манометром.

Количественную оценку аномального порового давления с помощью НГМ проводили путем применения методики «криевых нормально уплотненных глин» (см. раздел 3, глава III). Величина аномального давления, полученная в скв. 3 Ставропольской площади и приведенная к глубине замера манометром (3205 м), хорошо согласуется с результатом этого измерения.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области с помощью НГМ аномально высокое поровое давление определено в трех скважинах, причем относительные расхо-

ждения результата по данным НГМ и манометрических замеров составили от $-8,6\%$ (в скв. 3 Ставропольской площади) до 30% (в скв. 1 Куколовской площади). Такая большая погрешность в скв. 1 Куколовской площади, по-видимому, вызвана низким качеством диаграмм нейтронного гамма-метода.

На примере шести скважин Азово-Кубанской нефтегазоносной области была проведена машинная обработка геофизических данных с помощью ЭВМ М-220 по программе АВПД (см. раздел 4, глава III). По материалам электрометрии, ультразвукового метода и нейтронного гамма-метода машиной выделены зоны аномально высоких поровых давлений, дана их количественная оценка. В критериях программы АВПД, использованной для скважин Краснодарского края, были заложены следующие условия.

1. Значения геофизических параметров в зоне аномальных давлений должны отличаться от средних значений на «кривой нормально уплотненных глин» более, чем на величину среднеквадратического отклонения.

2. Для выделения зоны АВПД необходимо иметь не менее пяти точек измерений подряд, выпадающих по первому признаку из значений на «кривой нормально уплотненных глин».

3. Мощность зоны аномально высоких поровых давлений (по пяти точкам) должна составлять не менее 100 м.

На рис. 62 показан пример выделения зоны аномально высоких поровых давлений по геофизическим материалам с помощью ЭВМ М-220 в скв. 2 Северской площади. Зона АВПД выделяется достаточно четко. Однако при количественной оценке значений аномальных давлений по машинной и ручной обработкам имеются расхождения. Для шести скважин Азово-Кубанской нефтегазоносной области такое расхождение составило от $3,6$ до $-6,2\%$ (табл. 12).

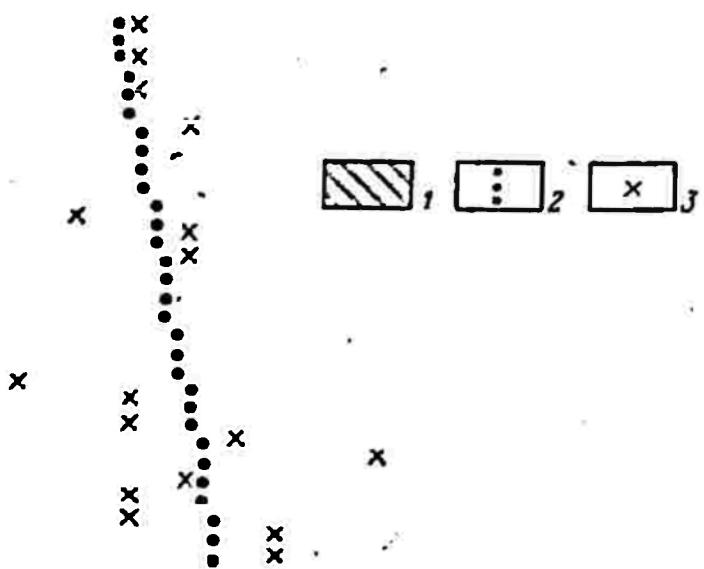
Результаты выделения зон аномально высоких давлений и определения величин этих давлений по данным методов промысловой геофизики в Азово-Кубанской нефтегазоносной области показывают, что прогнозирование АВПД в этом районе возможно, прежде всего, с помощью электрических и ультразвукового методов. Причем ультразвуковой метод следует использовать в западной части Западно-Кубанского прогиба, где нередко встре-

чают АВПД на малых глубинах и электрические методы недостаточно эффективны. При бурении в этом районе скважин на средние и большие глубины необходимо комплексное исследование разреза методами электрометрии и ультразвуковым. Кроме того, для прогнозирования АВПД в этом районе могут быть использованы методы, основанные на изучении режима бурения, параметров глинистого раствора и шлама.

Результаты регионального прогнозирования АВПД по геолого-геофизическим данным (см. раздел 7, глава I),

			Литотипометрия, сопротивление		Номер управления
	AI	AI	Литотипометрия	Новещ	
***-0176575546	***-0313605427	***-0314533512	***-0314533512	***-025400000000	***-02170000000
Суммарные АВПД					
0434333333					
Глубина	Давление				
023					
***-0432200000	***-03337633337				
***-0432500000	***-03438820355				
***-0433200000	***-03445752337				
***-0433300000	***-03445752391				
***-0434200000	***-03449333302				
***-0434800000	***-03440125683				
***-0435300000	***-0344781413				
***-0435400000	***-03449205283				
***-0435500000	***-034622147-20				
***-0437000000	***-03473321914				
***-0437400000	***-03481541779				
***-0437500000	***-03543353393				
***-0439200000	***-03551213351				

2333
2353
2420
2459
2540
2550
2650
2720
2730
2840
2920
2950
3020
3030
3140



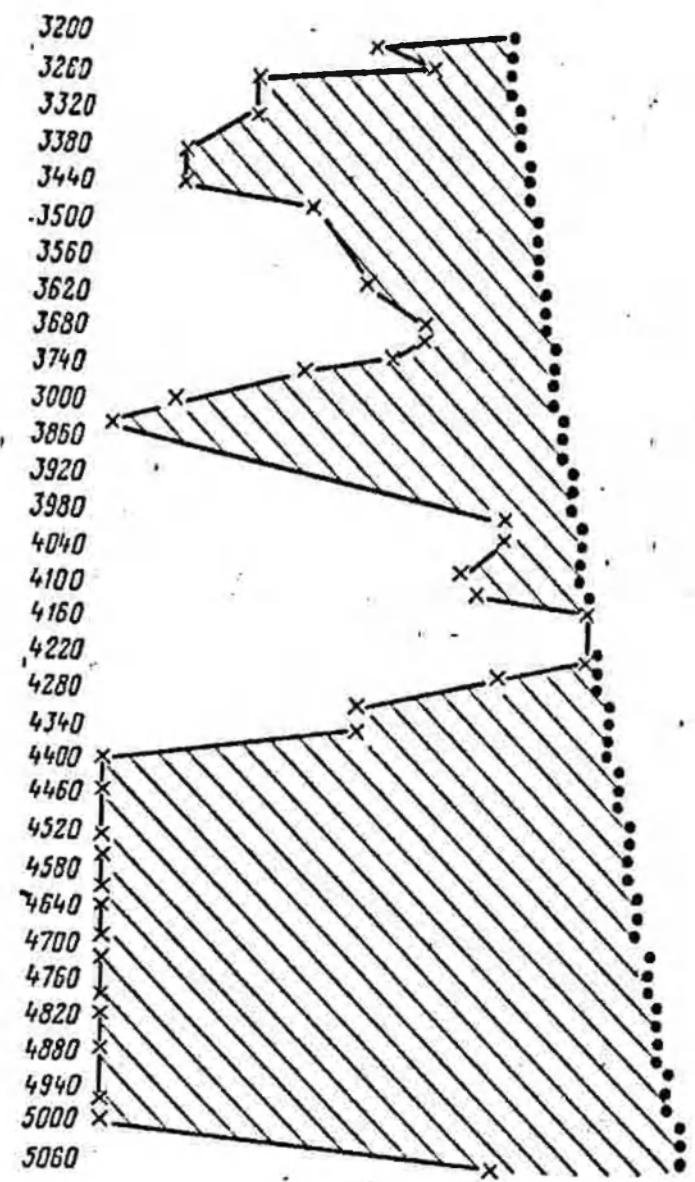


Рис. 62. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением с помощью машинной обработки данных электрометрии в скв. 2 Северной площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — зона аномально высокого порового давления; 2 — «кривая нормально уплотненных глин»; 3 — измеренное значение геофизического параметра

а также успешное применение сейсморазведки в Западно-Кубанском прогибе (см. раздел 2, глава III) позволяют рекомендовать указанные методы для прогнозирования аномальных давлений до начала бурения глубоких скважин.

Таблица 12

Результаты определения аномального высокого порового давления в глинистых покрышках по данным электрометрии (ручная и машинная обработка) в скважинах площадей Азово-Кубанской нефтегазоносной области

Площадь	Номер скважины	Глубина определения порового давления, м	Пластовое давление, определенное по данным бурения, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, кгс/см ²	
				Ручная обработка	Машинная обработка
Восточно-Северская	55	2500	425	325	326
То же	55	2920	510	415	410
	55	3200	450	400	476
	95	2205	357	363	345
	95	2500	406	401	381
Северская	1	3800	745	684	635
	1	4800	1020	898	761
	2	3120	514	472,5	489
	2	4500	878	692	683
	4	3400	630	568	574
	4	4400	955	793	706
Ново-Дмитровская	510	2000	314	307	280
То же	510	2700	425	389	362

2. КРЫМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

В пределах равнинной части Крыма выделяются три нефтегазоносных района: Тарханкутско-Новоселовский, Присивашский и Индольский, из которых наиболее изученным является первый.

Изучение истории развития равнинного Крыма свидетельствует о том, что в течение раннемелового периода эта территория испытывала устойчивое прогибание. Однако литологическое разнообразие, изменчивость мощностей как по площади, так и по разрезу позволяют считать, что осадконакопление контролировалось колебательными движениями, которые проявлялись на фоне прогибания.

На юге и в центральной части территории происходило замедленное прогибание, что способствовало накоплению

песчано-глинистых осадков. Источником терригенного материала являлись, по-видимому, Крымские горы. В северном направлении амплитуда прогибания увеличивалась. Здесь уже шло накопление мергелей и известняков. В отдельные промежутки территории испытывала замедленное прогибание. В такие моменты и происходило накопление песчано-глинистых отложений. Мощность нижнемеловых отложений увеличивается с юга на север в пределах 50—1200 м [91].

В результате кратковременной регрессии моря, которая произошла на большей части указанной территории в конце раннего мела, отложения верхнего мела залегают несогласно на нижнемеловых. Максимальная амплитуда прогибания в позднемеловой период достигала 600—900 м. В датский век позднемелового периода вследствие регрессии моря в пределах Равнинного Крыма осадконакопление не происходило. В палеоценовую эпоху развития территории вновь была покрыта морем, где шло накопление известняков, мергелей и песчаников. Амплитуда прогибания за это время составляла 300—400 м. Позже, в эоценовую эпоху, прогибание усилилось. Накапливались глины и известняки с общей мощностью до 600 м.

В майкопский век (олигоцен — нижний миоцен) скорость прогибания еще более усилилась. В это время в морской бассейн с Украинского кристаллического щита и с Крымских гор поступает большое количество терригенного материала. В течение этого времени накапливаются преимущественно глины, алевриты и алевролиты, меньше песчаники. Песчанистость возрастает в северном направлении. Песчано-алевролитовые пласты мощностью 20—60 м (в среднем 30 м) перекрываются глинистыми пластами мощностью 15—30 м, иногда до 200 м [59].

Данные о распределении песчаных, алевролитовых и глинистых пластов в разрезе майкопа свидетельствуют о его ритмичном строении, обусловленном колебательными движениями. Мощность майкопских отложений увеличивается от 300 м в Альминской впадине до 900—1000 м в Сивашской. В неогеновый период происходит унаследованное развитие от предыдущего этапа. В Сивашской, Альминской и Индольской впадинах в зависимости от глубины морского бассейна и близости источников сноса терригенного материала накапливались глины, пески, мергели и известняки. Мощность этих осадков составляет

300—350 м. Следует заметить, что центральная часть Равнинного Крыма в течение мела, палеогена и неогена испытывала замедленное прогибание, вследствие чего мощность осадочных отложений здесь не превышает 1000 м.

Перспективы Степного Крыма (Присивашский нефтегазоносный район) связаны с терригенными отложениями

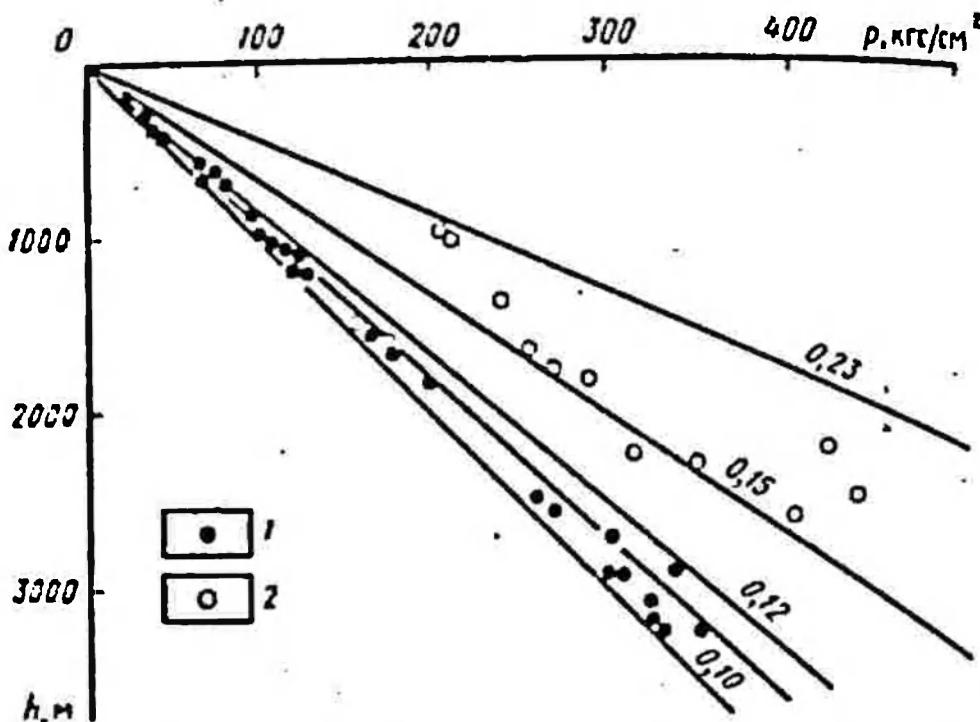


Рис. 63. Пластовые давления в водоносных объектах Крымской нефтегазоносной области (по данным А. Г. Дурышияна и др., 1976 г.):
1 — на территории Равнинного Крыма. 2 — на Керченском полуострове;
параметр кривых — градиент P/h , ($\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2}$)/м

нижнего мела, из которых уже получены промышленные притоки газа, газоконденсата и легкой нефти.

В Индольском районе, охватывающем Индольский прогиб и Ново-Царницкий погребенный выступ, перспективы нефтегазоносности связываются с отложениями палеогена и мела. Нефтегазопроявления в скважинах, пробуренных в южной части Индольского прогиба (северная часть Керченского полуострова), дают основание считать эти отложения перспективно нефтегазоносными.

В осадочном разрезе Равнинного Крыма (за исключением Керченского полуострова), характеризующегося относительно малой мощностью (до 4000—5000 м), региональным развитием предельно уплотненных аргиллито-видных глинистых образований и наличием значительных

перерывов в осадконакоплении по всему разрезу, пластовые давления практически соответствуют нормальным гидростатическим, а иногда незначительно (до 10%) превышают их. На Керченском полуострове, который характеризуется большой мощностью осадочных пород (до 10—12 км), развитием мощных глинистых толщ третичных отложений и сравнительно кратковременными седиментационными перерывами, пластовые давления существенно выше нормальных гидростатических и в ряде случаев приближаются по своим значениям к горному давлению (рис. 63). Наибольшие давления в этом районе отмечаются в интервалах развития мощных глинистых толщ майкопа. Установлено последовательное уменьшение значений коэффициента аномальности давлений сверху вниз по разрезу от 2,0 в майкопской свите до 1,77—1,55 в нижнемеловых отложениях.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В Крымской нефтегазоносной области рассматривались материалы геофизических исследований по скважинам Горностаевской площади Керченского полуострова, в которых отмечались проявления аномально высоких пластовых давлений по данным бурения. Были обработаны диаграммы электрометрии по скв. 2, 3 и 5. Наиболее чистые пласти глии выбирали по данным электрометрии и радиометрии принятым способом. Величину удельного электрического сопротивления глии определяли по показаниям бокового электрического зондирования (рис. 64). Зоны аномально высоких поровых давлений выделяются во всех трех скважинах, начиная с глубины 3000—3500 м, и включают отложения майкопского яруса (олигоцен — нижний миоцен), а также палеоцен.

Величины давления рассчитывали по формуле (III.21). Как видно из табл. 10, в исследованных скважинах наблюдается превышение аномального порового давления над нормальным гидростатическим, достигающее 150—180 кгс/см². К сожалению, оценить точность полученных давлений не представляется возможным вследствие отсутствия замеров пластовых давлений в скважинах глубинными манометрами. Однако уже первые результаты работ по выделению зон аномальных давлений на

Горностаевской площади дают возможность указать на следующее обстоятельство. Геофизические методы исследования скважин позволяют определить величину АВПД до вскрытия пластов-коллекторов.

Имея значительные превышения аномального давления над нормальным гидростатическим, можно выбрать рациональные значения плотности глинистого раствора, препятствующие выбросам из скважины и в то же время не задавливающие перспективные пласти. Анализ величин плотностей глинистых растворов, применяемых в скважинах Горностаевской площади, показывает, что бурение проводилось с растворами, плотность которых много больше, чем требовалась.

Таким образом, первый опыт выделения зон АВПД в третичных отложениях Крыма по данным геофизических исследований скважин показал наличие таких зон на Горностаевской площади и подтвердил возможность использования данных криевых электрометрии. Для более надежного выделения зон аномальных поровых давлений необходимо увеличить масштаб записи диаграмм кажущегося сопротивления пород до $0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}/\text{см}$. Кроме того, следует провести измерения пластовых давлений глубинными манометрами в скважинах, в которых обнаружены зоны АВПД по геофизическим материалам. Эти исследования помогут, в частности, проверить количественную оценку величин аномальных давлений, опре-

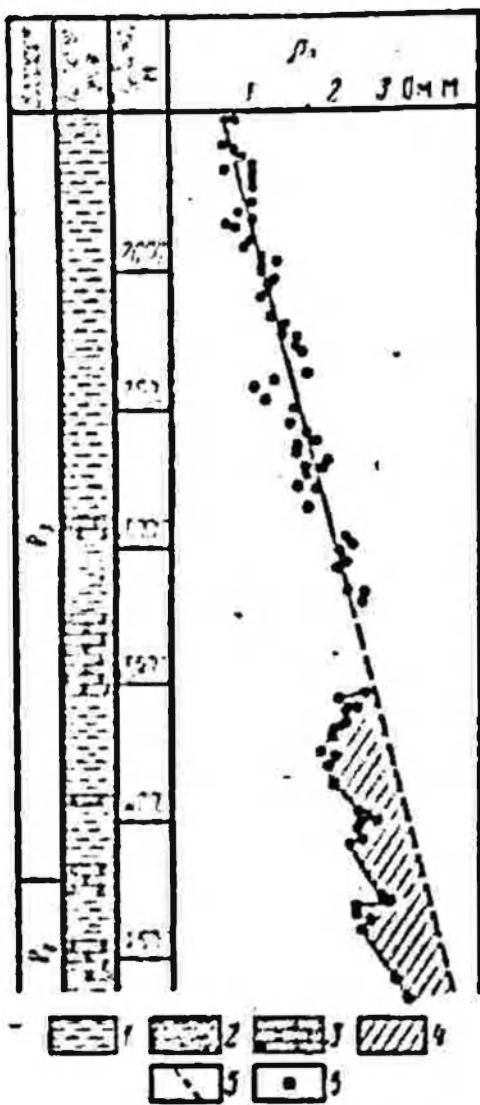


Рис. 64. Выделение глинистых покровов с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. З Горностаевской площади (Крымская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаники; 4 — зона аномально высокого порового давления; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — измеренное значение удельного сопротивления

ний глубинными манометрами в скважинах, в которых обнаружены зоны АВПД по геофизическим материалам. Эти исследования помогут, в частности, проверить количественную оценку величин аномальных давлений, опре-

деленных по геофизическим данным. Перспективными представляются работы по выделению зон АВПоД путем комплексных исследований скважин методами электрометрии, радиометрии и ультразвуковым, а также с помощью методов, основанных на изучении режима бурения, параметров глинистого раствора и шлама.

3. СРЕДНЕОБСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

Среднеобская нефтегазоносная область выделяется [24] в центральной части Западно-Сибирской геологической провинции и включает Сургутский и Нижневартовский своды, Салымское куполовидное поднятие и окружающие их впадины. Характерная особенность разреза платформенных мезо-кайнозойских отложений — преобладание морских и прибрежно-морских отложений, наличие в ванжинских и готеривских породах нижнего мела выдержанных на значительное расстояние пластов песчаников и разделяющих их глинистых перемычек. Общая мощность осадочного платформенного чехла в пределах области составляет 3000—3250 м.

Среднеобская нефтегазоносная область подразделяется на три района: Сургутский, Нижневартовский и Салымский, в каждом из которых открыты месторождения нефти. Для нас особый интерес в этой области представляет баженовская свита верхней юры Салымского района. Она залегает на глубинах 2800—3000 м и представлена чередованием листовато-плитчатых битуминозных глин с массивными, также битуминозными глинами. Общая мощность свиты — до 60 м.

Пластовые давления в залежи превышают нормальное гидростатическое в среднем на 150 кгс/см². Покрышкой залежи служат глинистые породы низов ахской свиты мощностью до 100 м. От нижележащих проницаемых горизонтов тюменской свиты (средняя юра) баженовские отложения отделены глинами абалакской свиты (средняя — верхняя юра) мощностью до 50 м.

Условия формирования листовато-плитчатых глин в глинистых битуминозных породах баженовской свиты не выяснены. Наиболее вероятно, что они связаны с особенностями условий осадконакопления [24]. В разрезе

юрских пород Приуральской и частично Фроловской нефтегазоносных областей широко развиты плитчатые, тонколистоватые битуминозные глины тутлеймской свиты (верхняя юра). В более восточных районах они переходят в массивные, каменистые, также высокобитуминозные глины баженовской свиты. Салымский район расположен в зоне такого перехода и, как предполагают [24], здесь возникли условия для чередования плитчатых и массивных разностей. Такие же условия осадконакопления можно ожидать по всей зоне перехода этих свит, которая протягивается в меридиональном направлении от среднего течения р. Демьянка на юге до Надымской площади на севере на расстояние более 900 км. Ширина этой зоны, по-видимому, колеблется в пределах 20–60 км. Такие зоны могут быть развиты и на других участках распространения баженовской свиты [24].

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В Среднеобской нефтегазоносной области изучали возможности прогнозирования АВПД в Салымском нефтеносном районе. Залежи с аномально высоким давлением в этом районе, как отмечено выше, приурочены к баженовской свите юры. Для выделения зон аномально высоких поровых давлений и количественной оценки величин этих давлений рассмотрены возможности применения методов электрометрии (БЭЗ, стандартная электрометрия) и радиометрии (НГМ). Всего изучены геофизические материалы по 11 скважинам четырех площадей.

Примеры использования геофизических методов исследования скважин для выделения зон АВПД показали наличие таких зон (рис. 65) и подтвердили возможность применения этих методов для решения указанной задачи. Однако по данным методов электрометрии глинистая покрышка над залежью с АВПД во многих скважинах, несмотря на повышенную пористость, отмечается достаточно высоким удельным электрическим сопротивлением. Это противоречит общей закономерности изменения удельного сопротивления глини в зоне АВПД.

В то же время по данным нейтронного гамма-метода подобного явления не наблюдается, интенсивность нейтронного гамма-излучения закономерно снижается, и

МОЖНО ЧЕТКО ВЫДЕЛИТЬ зону аномально высокого порового давления (см. рис. 65). Предполагается, что при приближении к залежи с АВПД и с увеличением пористости глинистых пород возрастает нефтенасыщенность покрышки. Пластовая нефть по трещинам проникает в глинистые породы, увеличивая их удельное электрическое сопротивление.

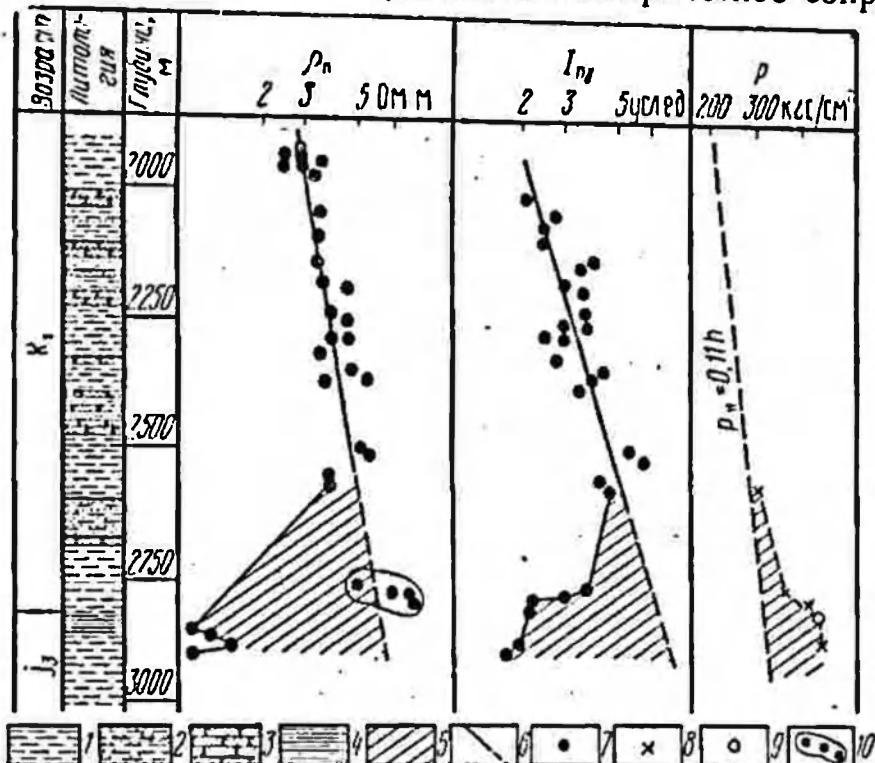


Рис. 65. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и нейтронного гамма-метода в скв. 14 Верхне-Салымской площади (Среднеобская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — листовато-плитчатые глины; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — скважина нормально уплотненных глин; 7 — измеренное значение геофизического параметра; 8 — вычисляемое значение аномального порового давления по данным НГМ; 9 — значение аномально высокого давления, измеренного глубинным манометром; 10 — область значений удельного сопротивления глин, искаженных возрастанием нефтенасыщения

вление. Глины, залегающие ниже продуктивной пачки, характеризуются пониженными значениями удельного сопротивления в зоне АВПД в соответствии с общей закономерностью. В рассматриваемом случае прогнозирование зон аномально высоких давлений в процессе бурения с помощью только методов электрометрии может привести к неправильным результатам. Одновременное изучение интенсивности нейтронного гамма-излучения позволяет исключить неоднозначность и выявить зону АВПД.

При выделении зон аномально высоких давлений глинистые пластины, характеризуемые завышенным удельным сопротивлением в зоне аномальных давлений, из рассмотрения исключали. Для количественной оценки брали только значения удельного сопротивления глинистых пластов, расположенных ниже продуктивной пачки, удельные сопротивления которых закономерно понижаются.

Количественная оценка аномального порового давления в глинистых покрышках залежей Салымского района проводилась по данным НГМ и электрометрии по методике «скриевых нормально уплотненных глин».

Средние относительные расхождения величин аномально высоких давлений, определенных по данным НГМ, с результатами прямых замеров составили от 9,9 до $-9,6\%$, по материалам электрометрии (включены данные и по абзакской свите, т. е. ниже продуктивной пачки) от 8,4 до $-8,1\%$.

На примере шести скважин Салымского района проведена машинная обработка геофизических данных с помощью ЭВМ М-220 по программе АВПД (см. раздел 4, глава III). Первоначальное использование этой программы в Салымском районе дало отрицательные результаты. Машина не обнаружила зону аномально высоких поровых давлений, хотя при ручной интерпретации эта зона выделялась достаточно четко. Анализ показал, что это связано с невыполнением критериев, которые заложены в программе для обнаружения зон АВПД, опробованной на скважинном материале Краснодарского края. Мощность зоны аномальных давлений в изучаемом районе никогда составляет всего 50–60 м (в Краснодарском крае 2000 м и более). Установлено, что в этих условиях для выделения зоны АВПД необходимо иметь не пять точек, как ранее, а не более трех точек, в которых измеренное значение геофизического параметра в интервале 50–60 м отличается больше, чем на величину среднеквадратического отклонения от значения на «скривой нормально уплотненных глин». С учетом указанных изменений в программе АВПД по материалам НГМ и электрометрии машиной выделены зоны аномально высоких давлений и дана их количественная оценка.

Следует заметить, что не всегда ЭВМ может заменить человека в таком тонком вопросе, каким является оценка АВПД. Например, машина не может распознать зону

АВПД малой мощности, иногда неспособна оценить сравнивать значимость того или иного измерения, исключить неоднозначность. Нуждается в дальнейшем совершенствовании и сама программа АВПД. Об этом свидетельствует значительное расхождение данных при определении АВПД с помощью ЭВМ и ручной обработки, которые наблюдаются в ряде случаев (табл. 13). Однако указанные вопросы будут решаться по мере накопления опыта

Таблица 13

Результаты определения аномально высокого порового давления в глинистых покрышках по данным электрометрии и ИГМ (ручная и машинная обработка) в скважинах Салымского района Среднеобской нефтегазоносной области

Площадь	Номер скважины	Глубина определения порового давления, м	Пластовое давление в коллекторе, измеренное и вычисленное и приведенное к глубине 280 м, кгс/см ²	Поровое давление в покрышке, кгс/см ²			
				Ручная обработка		Машинная обработка	
				ИГМ	электрометрия	ИГМ	электрометрия
Салымская	27	2585	426,5 (м)	306	—	—	—
	27	2765		377	—	380	—
	27	2803		—	430	—	386
	38	2640		354	331,7	417	—
	38	2869		390	444	410	382
	38	2910		408	533	510	388
	38	2920		446	538	645	389
	42	2700		427	—	573	289
	42	2760		496	—	585	298
	42	2850		498	341	752	399
	42	2880		500	539	764	458
Средне-Салымская	102	2840	—	375	386	319	316
То же	102	2910	—	474	560	511	438
Верхне-Салымская	10	2820	—	402	400	375	373
То же	10	2954	—	455	552	411	408
»	14	2570	—	279	283	265	270
»	14	2780	—	378	282	362	—
»	14	2790	441 (м)	410	283	389	—
»	14	2809	—	441	398	423	457

Примечание. В значениях пластового давления (м) — измеренное глубинным манометром, (р—р) — вычисленное по плотности глинистого раствора переливающей скважины.

использования геофизических методов исследования скважин для определения АВПД в конкретных геологических условиях.

Таким образом, показана возможность использования геофизических методов для прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в отложениях Салымского нефтеносного района. Среди стандартных геофизических методов, используемых для исследования скважин в этом районе, наибольшее универсальное является нейтронный гамма-метод. Согласно опыту, приобретенному в других нефтяных районах страны и за рубежом, большую помощь при выделении зон АВПД могут оказать ультразвуковой метод, а также методы, основанные на изучении режима бурения, параметров глинистого раствора и шлама.

Первые примеры использования программы машинной обработки геофизических данных АВПД говорят о перспективах такого подхода к изучению аномальных давлений и позволяют сэкономить квалифицированный труд инженеров-интерпретаторов.

4. ФЕРГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

Ферганская впадина — крупный и сложный антиклинальный витри Тянь-Шаньской герцинской складчатой зоны, переработанной позднеейшим мезо-калангойским тектоническим движением. Она делится на ряд концентрически расположенных зон: палеозойское обрамление, зоны предгорий и адыр и центральную равнину [73].

Ферганская впадина выполнена верхнетриасовыми и юрскими континентальными, меловыми морскими, лагунными и континентальными, палеогеновыми морскими и неогеновыми континентальными отложениями. Нефтегазоносны главным образом палеогеновые и неогеновые отложения, газоносны — меловые и юрские.

Во впадине выделяют [73] несколько тектонических зон: южную складчатую, северную и центральную. В южную тектоническую зону входят следующие подзоны (с запада на восток): Рават-Шорсуйская, Северо-Сахская и Палванташская. Северная тектоническая зона включает в себя Супетаускую, Наманганскую и Нарынскую подзоны.

Территория Ферганской межгорной впадины испытала сложное геологическое развитие. В юрский период здесь существовал морской режим. В это время накапливались глины, алевролиты и песчаники. Суммарная амплитуда прогибания в юре составляет 640 м. На границе юрского и мелового периодов Ферганская впадина претерпела кратковременное воздымание. Произошел размыв верхней части ранее отложившихся юрских осадков на сводах структур III порядка. Поэтому в начальный период раннемелового периода происходит накопление конгломератов мощностью до 300 м. Затем по мере углубления моря конгломераты сменяются песчаниками, глинами и известняками мощностью 25—175 м. В конце раннемелового периода наступает регрессия моря и господствует континентальное осадконакопление. В позднемеловой период регрессия сменяется трансгрессией моря. В морском бассейне накапливаются глины, песчаники, известняки и доломиты. Амплитуда прогибания в этот период составляет 120—730 м.

Палеогеновый период характеризуется морским режимом. В бухарском веке в южных и восточных частях бассейна существовала лагуна, где отлагались глины с прослойями известняков и доломитов мощностью 20—90 м.. В эоценовую и олигоценовую эпохи прогибание бассейна незначительно — 100—580 м. В это время здесь накапливались глины, известняки, местами ангидриты. В неогеновый и четвертичный (плейстоцен) периоды происходит резкое прогибание центральных частей бассейна и воздымание горного обрамления. Амплитуда прогибания достигает 4300 м. Такое интенсивное прогибание, по-видимому, создало условия для образования в этом районе аномально высоких пластовых давлений в процессе гравитационного уплотнения горных пород.

Рассматриваемые месторождения расположены в северной тектонической зоне.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

Аномально высокие пластовые давления в Ферганской межгорной впадине встречены в отложениях от палеогена до палеозоя на глубинах 3500—4500 м. Коэффициент аномальности достигает здесь величин 1,5—2,0 и более.

В этом районе рассмотрены материалы по шести скважинам площадей Наманган и Уч-Курган. Для выделения зон аномальных поровых давлений использовались методы электрометрии, нейтронный гамма-метод и метод рассеянного гамма-излучения (рис. 66, 67). Количественная оценка аномальных поровых давлений проведена по данным методов электрометрии и рассеянного гамма-излучения.

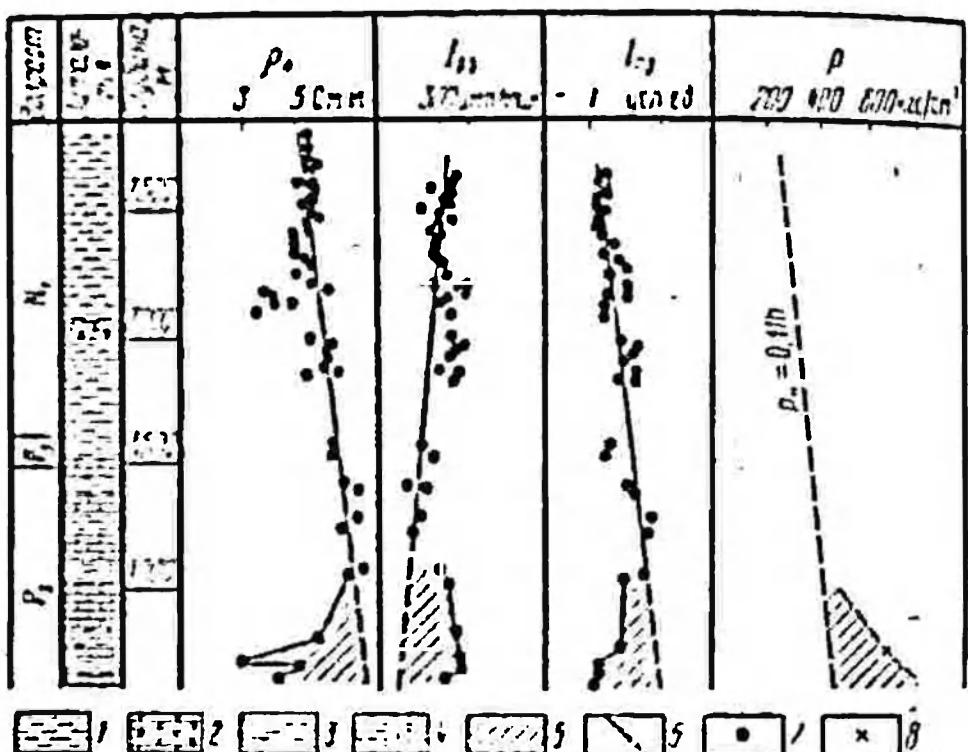


Рис. 66. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электротометрии, ГГМ и НГМ в скв. 23 площади Наманган (Ферганской нефтегазоносной области).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — известняк; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — кривая нормально уплотненных глин; 7 — измеренное значение геофизического параметра; 8 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электротометрии

Значения аномально высоких поровых давлений, полученные с помощью электротометрии (см. рис. 66, 67), во всех скважинах близки к результатам замеров глубинными манометрами и к расчетам по плотности глинистого раствора. Среднее относительное расхождение данных составляет от $-2,2$ до $6,5\%$.

В Ферганской нефтегазоносной области достаточно уверенно можно выделять зоны аномальных поровых давлений с помощью нейтронного гамма-метода (см.

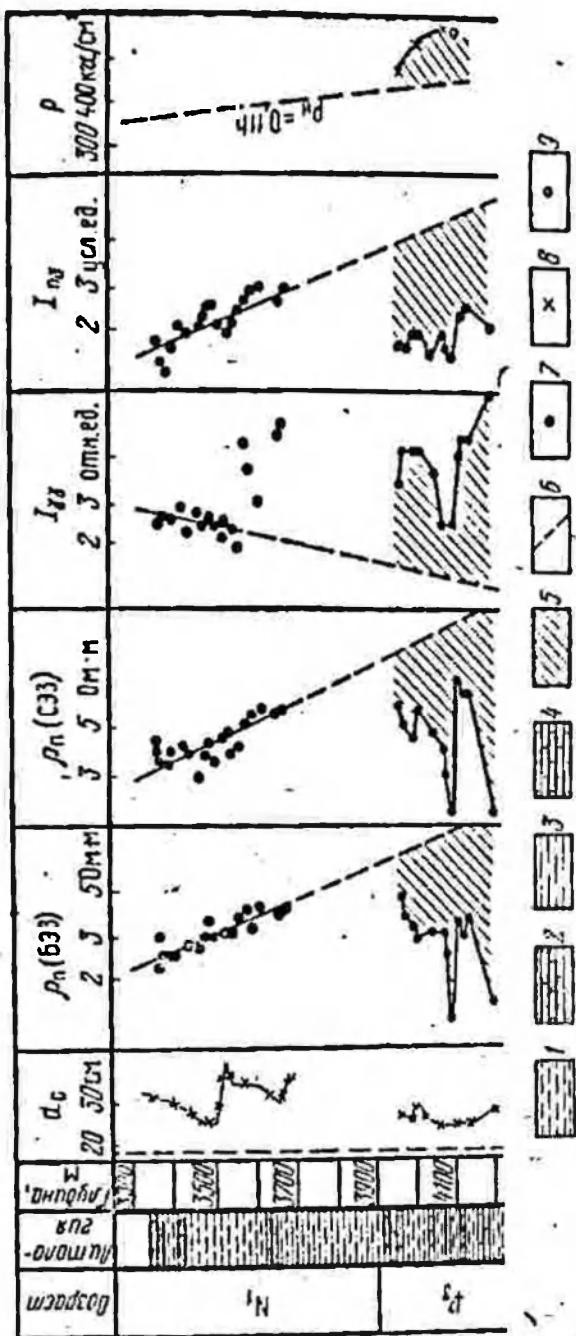


Рис. 67. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным БЭЗ, СЭЗ, ГГМ и НГМ в скв. 1 площади Уч-Курган (Ферганская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — известняк; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинист.; 6 — «кривые нормально уплотненных глин»; 7 — измеренное значение; 8 — выпущенное значение; 9 — значение, измеренное по данным электрометрии; 10 — значение аномально высокого порового давления в метром.

рис. 66). Среднее относительное расхождение величин поровых давлений, определенных с помощью НГМ и по плотности глинистого раствора (см. табл. 11), составляет —8%.

По данным метода рассеянного гамма-излучения аномальные поровые давления выделены в трех скважинах (см. табл. 11). Определение АВПД по данным метода рассеянного гамма-излучения подробно рассмотрено на примере скв. 22 площади Наманган (см. раздел 3, глава II), где было отмечено, что величина аномального порового давления, полученная по данным ГГМ, хорошо согласуется с результатами других методов (см. рис. 66, 67). Средняя погрешность определения величины порового давления по данным ГГМ не превышает $\pm 7\%$. Тем не менее необходимо заметить, что основноеискажающее влияние на результаты метода рассеянного гамма-излучения оказывают неровности поверхности скважины и большие каверны (см. рис. 67, интервал 3575—3680). Влияние этих факторов можно уменьшить путем применения для геофизических исследований приборов с двумя приемниками гамма-излучения и использования хорошо отработанной методики поправки за промежуточный слой. Это позволит увеличить перспективы использования метода рассеянного гамма-излучения для прогноза АВПД в пластах-коллекторах.

Таким образом, первые опыты выделения зон АВПД в отложениях Ферганской межгорной впадины дали положительные результаты. Необходимо отметить, что геофизические методы электрометрии и радиометрии позволяют достаточно четко выделять зоны аномальных поровых давлений и определять количественные значения этих давлений. Перспективно в рассматриваемом районе применение ультразвукового метода в процессе бурения скважин, а также сейсморазведки до бурения. Необходимо провести опытные работы в этом направлении.

5. АФГАНО-ТАДЖИКСКАЯ НЕФТЕГАЗОПОСПАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

Афгано-Таджикская впадина входит в эпиплатформенную орогеническую область Туранской плиты и представляет собой типичную межгорную впадину, расположенную

женнуи внутри складчатых областей палеозойского возраста [73]. Современный структурно-тектонический план Афгано-Таджикской впадины разбит системой продольных и поперечных глубинных разломов на ряд изолированных блоков.

В пределах советской части Афгано-Таджикской впадины можно выделить ряд крупных геоструктурных элементов. К крупным региональным поднятиям относятся: Байсун-Куштанская мегантиклиналь, Кафирниганский антиклиниорий и Обигармский антиклиниорий. Крупными региональными впадинами являются Сурхандарьинский, Вахшский и Кулябский синклиниории, а также Предгиссарский (Душанбинский) прогиб.

В истории формирования Афгано-Таджикской впадины намечаются три цикла, каждый из которых начинается быстрым опусканием дна седиментационного бассейна и заканчивается его вздыманием. Циклы различаются затухающей во времени тектонической активностью. Наиболее интенсивные подвижки относятся к юрскому циклу, ему соответствуют повышенные скорости накопления осадков — до 80 м/млн. лет. В меловом цикле наблюдается некоторый спад активности движений и менее значительное накопление осадков — до 50 м/млн. лет, в палеоценовом — вялые движения и небольшие скорости осадконакопления — до 25 м/млн. лет [85].

В юрском цикле зоны устойчивых прогибаний приурочены к Сурхандарьинскому и Кулябскому прогибам. Амплитуда прогибания в этот период составляет 700—2300 м. В нижнемеловом цикле наибольшие прогибания наблюдаются в Сурхандарьинском, Вахшском и Кулябском прогибах, где накопилось свыше 1300 м осадков. В позднемеловой период дифференцированные погружения дна бассейна впадины сочетаются с кратковременными поднятиями, которые приводят к перерывам в осадконакоплении (предтуронский, предконьинский и предверхнекампанийский перерывы). Усиленно размывается западная часть впадины. В Сурхандарьинском, Вахшском и Кулябском прогибах в это время существует морской режим. Такой режим развития впадины в юрский и меловой периоды способствует накоплению глин, песчаников, алевролитов и известняков.

В палеоцен-эоценовую эпохи почти вся территория Афгано-Таджикской впадины представляла собой область морского осадконакопления. Наибольшая амплитуда про-

глубиния ограничается в южной и центральной частях депрессии, она составляет 1200 м. На рубеже эоцена и олигоцена усиливаются положительные движения, что приводит к кратковременным перерывам в осадконакоплении. Особенно глубоко размываются осадки Сурхандарьинского прогиба. Олигоцен — это регressiveная эпоха палеогенового цикла формирования впадины. Только в конце олигоцена вновь наступает трансгрессия моря и накапливаются песчаники, глины, алевролиты мощностью до 350 м.

В миоценовую и плиоценовую эпохи сильное прогибание морского дна чередуется с кратковременными перерывами в осадконакоплении. В это время отлагаются конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты и глины. В четвертичное время накопились осадки мощностью до 600 м.

Залежи нефти и газа в пределах рассматриваемой нефтегазоносной области приурочены к нижне-среднеюрскому, верхнеюрскому, нижнемеловому, верхнемеловому и палеогеновому комплексам пород. В нефтегазоносном верхнеюрском комплексе коллекторами служат трещинные, кавернозно-пористые известняки, доломиты и ангидриты, покрышкой является галогенно-сульфатная толща кимеридж-титона.

В нижнемеловом карбонатно-терригенном комплексе коллекторы расположены в готериве и барреме, покрышкой являются терригенно-сульфатно-карбонатные отложения баррема и глины нижнего апта. В верхнемеловом комплексе продуктивными являются отложения турона и сенона (Кызыл-Тумшук). В Вахском и Сурхандарьинском прогибах верхнемеловые отложения отличаются распространением аномально высоких пластовых давлений ($K_p = 1,55 \div 2,1$). В палеогеновом комплексе коллекторами служат трещиноватые известняки и доломиты, разделенные глинами и гипсами.

Все известные месторождения связаны с брахантиклинальными складками.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В Афгано-Таджикской нефтегазоносной области залежи с АВПД вскрыты в меловых отложениях на глубинах 1500—2500 м с коэффициентами аномальности $K_p =$

= 1,55–2,1 (см. рис. 44). В скважинах площадей Кичик-Бель, Кичик-Донгус, Аму-Дарья и других зоны с аномально высоким поровым давлением выделены по данным методов электрометрии (БЭЗ, СЭЗ) и нейтронного гамма-метода. Особенно четко отмечается зона аномальных поровых давлений по графикам изменения удельного электрического сопротивления с возрастанием глубины, где ве-

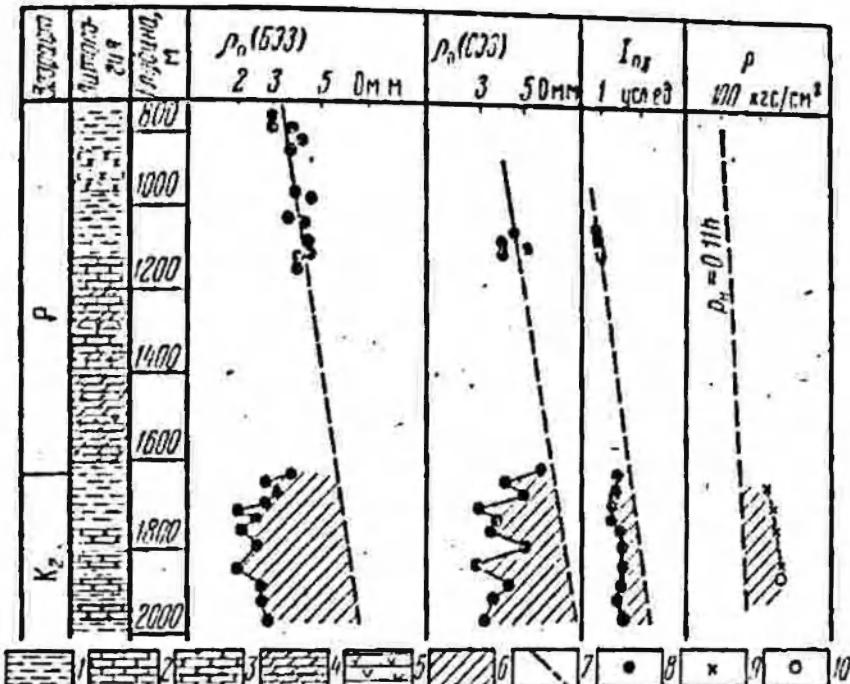


Рис. 68. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 13 площади Аму-Дарья (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — мергель; 5 — гипс; 6 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 7 — «кривая нормально уплотненных глин»; 8 — измеренное значение геофизического параметра; 9 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии; 10 — значение аномально высокого давления, измеренного глубинным манометром

личина удельного сопротивления в аномальной зоне по сравнению с «кривой нормально уплотненных глин» снижается более чем в 4 раза.

Количественная оценка аномальных давлений, произведенная с помощью электрометрии по формуле (III.21), сопоставлялась с данными манометрических замеров. Причем, если среднее относительное расхождение величин давлений, определенных по материалам БЭЗ (четыре скважины, 11 определений) и данных манометрических замеров составляет от –6,3 до 2,3%, то эта же погрешность по данным СЭЗ [скв. 41 (46) Кичик-Бель, шесть опреде-

лений] равна —16,8% (см. табл. 10). По-видимому, такая погрешность связана с качеством геофизического материала.

Определение АВПД с помощью НГМ в скв. 41 (45) площади Кичик-Бель довольно подробно описано в разд. деле 3 главы III. Относительное расхождение результатов определения давления (три определения) с данными прямых замеров глубинным манометром составляет от —6,4 до 15% (см. табл. 11). Другой пример определения величины аномального давления в скв. 13 площади Аму-Дарья приведен на рис. 68. Здесь зона аномально высокого порового давления хорошо выделяется с помощью метода бокового электрического зондирования в интервале глубин 1610—1975 м.

В этой скважине также проведены геофизические исследования методом сопротивления экранированного заземления и сейсмическим гамма-методом. Однако они выполнены только с глубины 1070 м, что существенно затруднило проведение «кривой нормальной уплотненных глин» и, следовательно, выделение зоны АВПД. Тем не менее, воспользовавшись закономерностью уплотнения глин, полученной с помощью метода бокового электрического зондирования, построены подобные зависимости для методов СЭЗ и НГМ. Это позволило не только достаточно четко по данным этих методов отметить зону аномально высоких поровых давлений, но и количественно оценить величину давлений. Так, значение порового давления, определенного по материалам НГМ, расходится с данными замера глубинным манометром на —27%. По результатам электрометрии расхождение составило всего 5% (см. табл. 11).

Таким образом, первые результаты, полученные при выделении зон АВПД и определении значений аномального порового давления в местных отложениях Афгано-Таджикской нефтегазоносной области, подтверждают возможность использования для прогнозирования АВПД метода электрометрии и сейсмический гамма-метод. Пerspektivы прогнозирования АВПД в этой нефтегазоносной области можно связывать с применением ультразвукового метода и методов, основанных на изучении режима бурения, параметров глинистого раствора и шлама. В этом направлении следует провести опытные работы, а также исследовать возможность применения сейсморазведки для прогнозирования АВПД до бурения скважин.

6. ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

В геотектоническом отношении рассматриваемая область связана с одноименной обширной и глубокой впадиной, представляющей собой наиболее погруженную часть Русской платформы. Впадина выполнена мощной толщей осадочных образований с наиболее полным для Русской платформы стратиграфическим разрезом палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений суммарной мощностью 7—20 км [73]. Во впадине различаются следующие структурные этажи: подсолевой — палеозойский, солянокупольный, включающий пермские, мезозойские и палеогеновые отложения, «покровный» — плиоцен-четвертичный.

В начале палеозойской эры регион, в пределах которого располагается сейчас солянокупольная область Прикаспийской впадины, представлял единое целое с основной выше поднятой частью Русской платформы. Это подтверждают однотипные условия залегания девонских отложений в приподнятой части платформы и в прибрежной зоне солянокупольной области, примыкающих к Жадовскому тектоническому уступу.

В раннем девоне вся территория Русской платформы испытала региональное воздымание. Позже, в среднем девоне, на смену восходящим движениям пришли нисходящие. Наступила трансгрессия моря. В течение среднего девона в морском бассейне отлагались песчаники, алевролиты, мергели и глины с прослойями известняков. Дно среднедевонского моря испытывало дифференцированные подвижки, что отражалось на мощностях и литологиях формирующихся осадков. Амплитуда прогибания порой колебалась в пределах 0—200 м. В позднем девоне продолжают накапливаться глины, песчаники, аргиллиты и алевролиты. Начиная с саргаевского века, когда в морской бассейн почти прекратил поступать терригенный материал, отлагаются известняки с прослойями глин и мергелей. В семилукский век глубина морского бассейна увеличилась. В это время быстро начинают накапливаться глины с прослойями мергелей и известняков.

В конце девона повсеместно отлагаются известняки и доломиты с включениями гипса и ангидрита. Прикаспий-

ская впадина образовалась, по-видимому, в девонское время. В турнейский век нижнего карбона происходило унаследованное развитие от предыдущего девонского периода. В яскополянское время в морской бассейн начинаяет поступать терригенный материал, сносимый с выведенных выше уровня моря участков, расположенных в основном на западе. Мощность песчаников и глин, накопившихся в течение этого времени, колеблется в пределах 7—140 м.

Начиная с александровского времени до середины башкирского века бассейн осадконакопления представлял мелководное море, где формировались известняки. Мощность накопившихся известняков достигает 250 м. В мелекесское время башкирского века в результате усиливающихся колебательных движений скорость осадконакопления возрастает. Терригенный комплекс пород с прослойками карбонатных в верхней и нижней частях, отложившийся за это время, имеет мощность 51—155 м.

В верейское время дно морского бассейна испытывало то усиление, то замедление прогибания, что сказалось на характере отлагавшихся осадков. В это время накапливались известняки, песчаники и глины. В течение последующего времени до уфимского века позднепермского периода существовало мелководное море. При этом, начиная с гжельского века позднего карбона, появляются лагуны, резко повышается соленость вод. Поэтому вначале отлагаются известняки, потом доломиты и ангидриты с прослойками известняков. Такой характер осадконакопления свидетельствует о колебаниях морского дна.

Следует заметить, что в кунгурский век ранней перми Прикаспийская впадина испытывала усиление прогибания, что привело к накоплению значительных толщ (1—5 км) соленосных отложений. В это время активно формируется Жадовская ступень.

В прибрежной части Прикаспийской впадины в докунгурское время отмечено увеличение суммарной мощности каменноугольных и нижнепермских (докунгурских) отложений. Одновременно наблюдается фациальное замещение (известняки замещаются аргиллитами, доломитами и песчаниками).

Мощность терригенной толщи среднего карбона (мелекесский подъярус и верейский горизонт) увеличивается до 900 м в скв. 7 площади Карпенка, тогда как на Краснокутской площади в зоне обрамления Прикаспийской впа-

дины она не превышает 200 м. Отмечаются также резкие изменения мощности надвейской карбонатной толщи пермии и карбона. Максимальная мощность комплекса (1293 м) установлена в скв. 5 площади Карпенка, а в скв. 6 той же площади она сокращается до 205 м и, по-видимому, полностью размыта на Краснокутской площади.

В течение позднепермского периода исследуемая территория испытывала прогибание, но никогда не опускалась ниже регионального базиса эрозии, все время оставаясь сушей. Особенно интенсивное прогибание было в казанский и татарский века, когда за сравнительно короткое геологическое время накопились песчано-глинистые красноцветные осадки мощностью до 4000 м. Накопление мощных толщ осадков и тектонические подвижки способствовали проявлению соляного тектогенеза.

В триасовый период впадина унаследовала тенденцию к прогибанию и накоплению терригенных континентальных образований. С ветлужского времени она была покрыта пресноводным морем. В среднетриасовый период произошли подъем территории и разрушение нижележащих отложений. Позднетриасовый период ознаменовался континентальным режимом осадконакопления. В конце его территория была приподнята над уровнем моря и подверглась процессам эрозии.

Начиная с рапиевского периода до конца палеогенового терриория Прикаспийской впадины прогибалась и была покрыта вначале лагунами, а затем полностью морем. Дно морского бассейна испытывало периодически исходящие и восходящие движения, что фиксируется в настоящее время наличием размывов в разрезе. Накапливались терригенные песчано-глинистые и глинистые отложения.

От туронского до датского яруса верхнего мела включительно отлагались преимущественно карбонатные осадки. В конце палеогенового периода произошел резкий подъем территории выше базиса эрозии. Поэтому неогеновые осадки залегают на более древних несогласно. Во внешней прибрежной зоне Прикаспийской впадины в течение верхнего мела, палеогена и неогена происходило накопление мергелей, глин и песчаников. Мощность плиоценовых пород, включающих акчагильский и аштеронский ярусы, сложенные глинами с прослойми песков, алевритов, мергелей и известняков, достигает 350—400 м. Четвертичные отложения в основном представлены известковистыми глинами и песками мощностью 0—40 м.

В Прикаспийской впадине следует различать пять нефтегазоносных комплексов: нижнемеловой, верхнеюрский, среднеюрский, пермо-триасовый и подсолевой палеозойский, имеющий более детальное разделение.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В районе Прикаспия нами были рассмотрены геофизические материалы по четырем скважинам, вскрывшим залежи с АВПД в палеозое на площадях Карпенка (три скважины) и Антиповской (одна скважина). Площадь Карпенка приурочена к локальному поднятию на Бортовой ступени. Продуктивность установлена в трех карбонатных горизонтах доломит-ангидритовой толщи верхне-артинского яруса нижней перми, из которых два верхних газоносны. Величины АВПД наблюдаются в толще терригенного девона. Антиповская площадь расположена в зоне обрамления Доно-Медведицкого вала, в пределах погребенного поднятия, слабо изученного бурением. Газоносны являются два доломитовых горизонта в толще ангидритов артинского яруса. Коэффициент аномальности в терригенных отложениях верхнего девона рассматриваемых скважин достигает 1,4—1,7.

Зоны аномально высоких поровых давлений выделяются в этом районе по данным электрометрии (БЭЗ, ИМ) и нейтронного гамма-метода (рис. 69). Необходимо отметить уверенное выделение зоны АВПД с помощью электрометрии. В случае использования индукционного метода разброс значений электропроводности¹ глинистых отложений при построении «кривой нормально уплотненных глин» оказался меньше, чем разброс величин ρ_n в методе БЭЗ. Тем не менее количественная оценка, выполненная с помощью метода бокового электрического зондирования, дала лучшие результаты (см. табл. 11, 12).

Среднее относительное расхождение результатов определения аномальных давлений методами геофизики с данными расчета по глинистому раствору, применяемому при бурении, составляет для БЭЗ (четыре скважины) от —7,5 до 6,1%, для ИМ (две скважины) 8,5%, для НГМ (одна скважина) —4,5%.

¹ На рис. 69 для сопоставимости с методом БЭЗ даны значения ρ_n вместо σ_n .

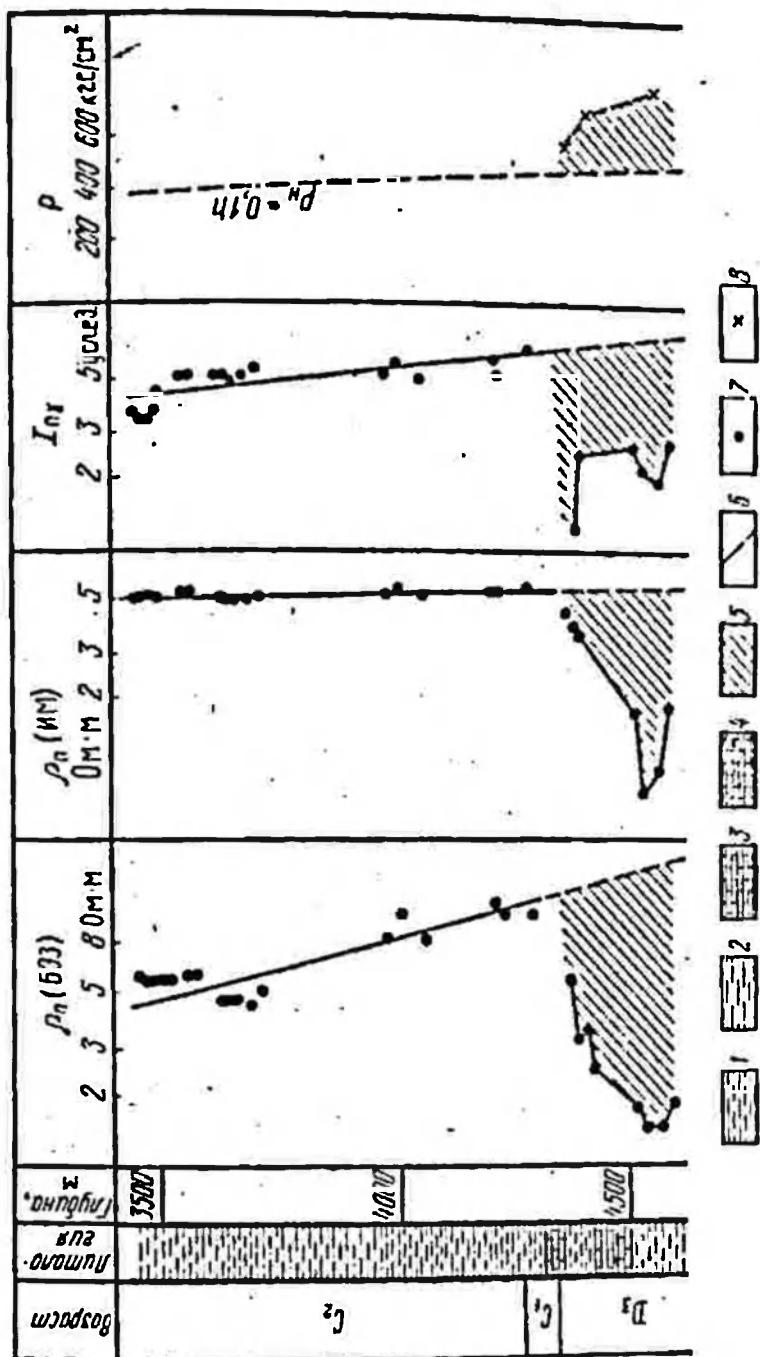


Рис. 69. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 11 площади Карпенка (Прикаспийская нефтегазоносная область).

1 — глина; **2** — алевролия; **3** — известняк; **4** — известняк глинистый; **5** — зонки аномального высокого порового давления в глине; **6** — сортировка нормально уплотненных глин; **7** — измеренное значение геофизического параметра; **8** — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии

Эти примеры, а также определения аномальных поровых давлений в скважинах Прикаспийской нефтегазонной области, выполненные другими исследователями [60], свидетельствуют о возможности прогнозирования АВПД в этом районе с помощью методов электрометрии. Единственный пример определения величины аномального порового давления по данным гейтронного гамма-метода также дал положительные результаты. Учитывая сложность геологического строения Прикаспийской нефтегазонной области и то обстоятельство, что разрез сложен породами разнообразной литологии, необходимо провести опытные работы и изучить возможности прогнозирования АВПД в процессе бурения с помощью закономерностей изменения механических параметров бурения и свойств глинистого раствора.

7. ТЕРСКО-СУНЖЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН

Некоторые особенности геологического строения

Терско-Сунженский нефтегазоносный район связан с западной частью Терско-Каспийского передового прогиба и включает зону передовой складчатости северо-восточного Кавказа и геосинклинальный борт прогиба [25]. В современном геоструктурном плане передовой прогиб представляет собой глубоко прогнувшую часть северного склона Кавказа.

В южной части прогиба параллельно Кавказскому складчатору сооружению выделяются Терский и расположенный несколько южнее Сунженский крупные антиклиналии. Антиклиналии разделяются Алханчуртской и Петропавловской синклиналями. Все складки, входящие в состав Терского и Сунженского антиклиналиев, по поверхности третичных отложений характеризуются исключительно сложным геологическим строением. В мезозойских отложениях основная часть складок имеет простые сравнительно спокойные формы.

Исследование палеореконструкций позволило проследить историю развития этого района [15]. В юрский этап развития территории Терско-Сунженской зоны усиленно прогибалась. В это время в морском бассейне накапливались глины, алевролиты и песчаники мощностью 2100 м. В позднеюрский период амплитуда прогибания еще более

возрастает. Одновременно силуно сокращаются области, которые подвергались размыву. В морском бассейне отлагались органогенно-обломочные известняки и пелитоморфные битуминозные песчаники и глины. Мощность накопившихся осадков достигает 1550 м.

В раннемеловой период территория продолжала развиваться under следованию от предыдущего этапа. При этом, если в валахинский век вначале накапливались песчаники с прослойми глин и алевролитов, то в конце — известняки. Мощность накопившихся осадков составляет примерно 500 м. Позже в морском бассейне отлагались песчаники, глины и алевролиты. Максимальная амплитуда прогибания зафиксирована в аптский век и равна примерно 400 м. Общая мощность осадков, накопившихся в нижнем мелу, — 400—1300 м.

В позднемеловой период дно морского бассейна испытывает дальнейшее прогибание, а на отдельных этапах — кратковременные восходящие движения, что отразилось на накоплении осадков. В это время отлагались известняки с прослойми мергелей и глин. Мощность осадков достигает 400 м.

Палеоцен-эоценовые эпохи характеризуются замедленным прогибанием морского дна. Амплитуда прогибания достигала всего 200 м. Известняки и мергели продолжали накапливаться в пределах исследуемой территории. В олигоцен-миоценовые эпохи скорость прогибания значительно возросла, особенно в майкопский век. В результате в морском бассейне отлагаются в основном глины, местами алевритистые с прослойми алевролитов и песчаников. Мощность отложений — около 4000 м. Позже, в плиоценовую эпоху, скорость осадконакопления несколько снизилась. Однако в бассейне продолжали накапливаться глины с прослойми песчаников и известняков. Их мощность достигает 1100 м.

Нефтегазоносность в Терско-Сунженской зоне установлена в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена (сармат) до нижнего мела (валахин) включительно. Основные известные скопления нефти сосредоточены в верхнемеловом и миоценовом нефтегазоносных комплексах, характеризующихся региональной продуктивностью. Месторождения нефти и газа, связанные с мезозойскими отложениями, которые приурочены к структурам Терско-Сунженской зоны дислокаций, характеризуются аномально высокими давлениями флюидов. Вскрываемые

в этом районе разрезы подразделяются [4] на три или пять зон в зависимости от положения скважины на структуре (рис. 70).

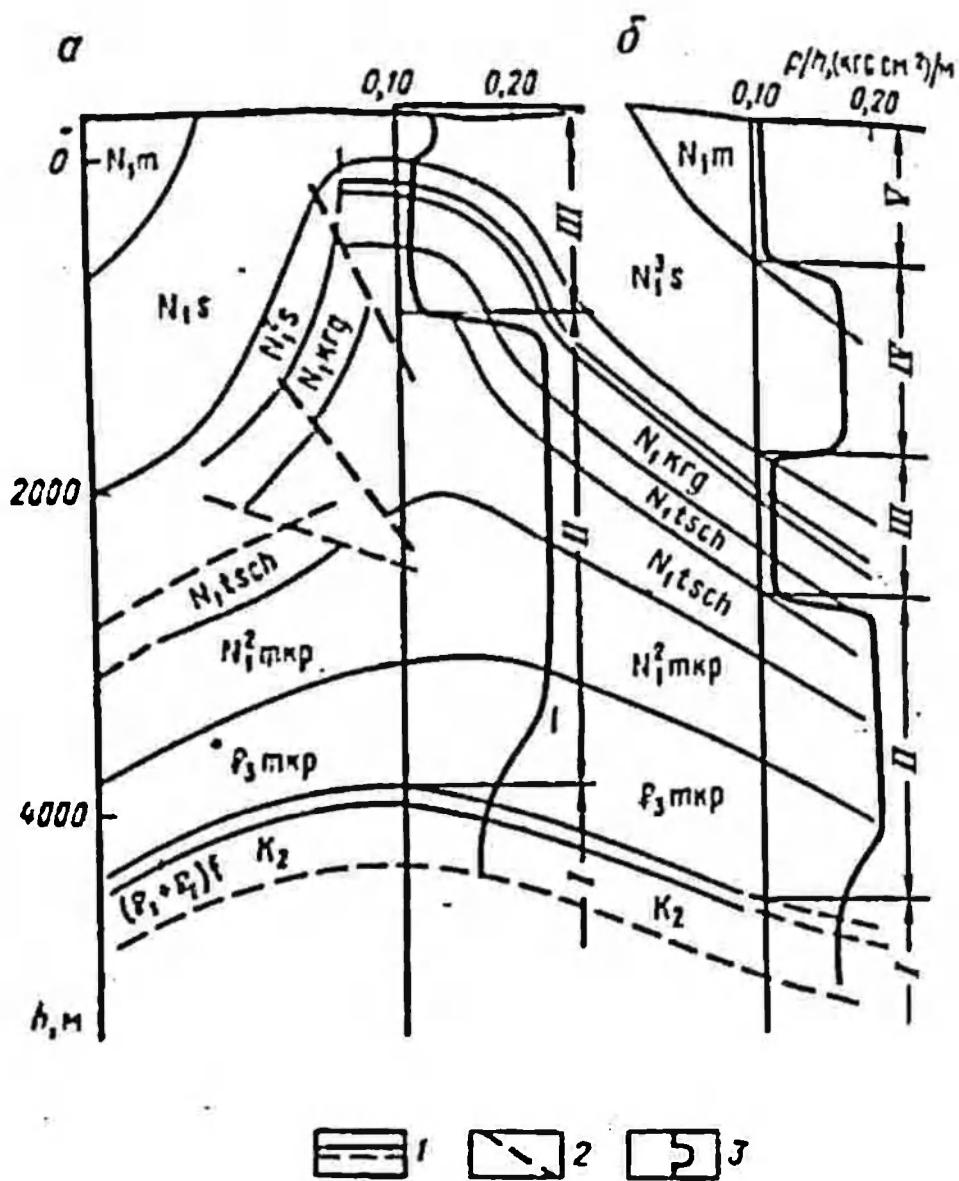


Рис. 70. Схема разделения геологических разрезов Терско-Сунженского нефтегазоносного района на зоны на примере разреза по линии скв. 218 (а) и 207 (б) Октябрьской площади [4].

1 — границы отложений соответственно уверенные и предполагаемые; 2 — нарушения; 3 — графики изменения градиента давления по разрезу соответственно для свода структуры (а) и периклинали (б); I—V — зоны изменения градиента давления по разновозрастным отложениям.

Зона I включает трещиноватые карбонатные породы верхнего мела и терригенные коллекторы нижнего мела. Для верхнемеловых залежей характерны АВПД — градиенты давлений составляют $0,14\text{--}0,17 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$. Зона II сложена глинистой и алеврито-глинистой толщей.

пород майкопских (олигоцен — нижний миоцен) и нижнечокракских отложений (средний миоцен). Поровые давления флюидов в глинах и пластовые давления в песчано-алевритовых лишизах этой зоны также аномально высокие. Градиенты давлений достигают $0,16—0,23 \text{ кгс} \cdot \text{см}^{-2}/\text{м}$.

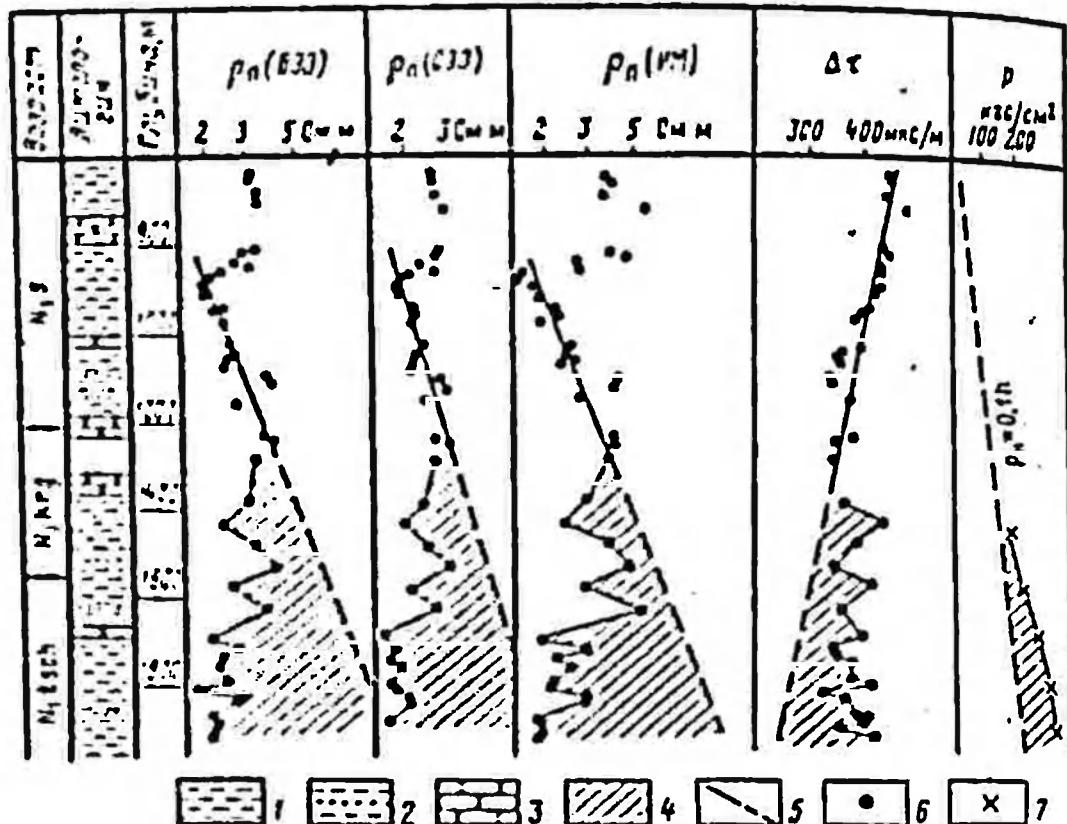
Зона III включает верхнечокракско-караганские (средний миоцен) и нижне-среднесарматские отложения и представлена чередованием песчаников, глин и мергелей. На значительной территории Предкавказья в этих отложениях распространен инфильтрационный водообмен с отчетливо выраженным областями питания и стока подземных вод. Градиенты пластовых давлений в них определяются напором инфильтрационных вод и составляют $0,09—0,13 \text{ кгс} \cdot \text{см}^{-2}/\text{м}$. Зона IV охватывает верхнесарматские глины, которые также характеризуются аномально высокими поровыми давлениями. Судя по результатам геофизических исследований и анализу шлама, градиенты поровых давлений в них могут достигать $0,16—0,18 \text{ кгс} \cdot \text{см}^{-2}/\text{м}$. Зона V представлена терригенной фацией плиоценовых и современных отложений с нормальными пластовыми и поровыми давлениями.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В Терско-Сунженском нефтегазоносном районе изучены геофизические материалы по скв. 39 Карджин-Змейской площади. В разрезе этой скважины зона аномально высоких поровых давлений хорошо выделяется по графикам, построенным с помощью методов электрометрии (БЭЗ, СЭЗ, ИМ¹) и ультразвукового метода (рис. 71). Произведена количественная оценка величины порового давления. Результаты сравнивались с величиной пластового давления, рассчитанной по плотности глинистого раствора. Наиболее близкие величины получены при использовании материалов сопротивления экранированного заземления и бокового электрического зондирования (см. табл. II). Среднее относительное расхождение данных составляет соответственно -4 и $-2,2\%$. Средняя относительная погрешность определения величины порового давления по данным ультразвукового метода равна -8% .

¹ На рис. 71 для сопоставимости с методами БЭЗ и СЭЗ дано значение ρ_p вместо σ_p .

В верхней части разреза (600—900 м) на данные электрометрии существенное влияние оказывает изменение минерализации пластовых вод (см. рис. 71). К такому же выводу пришел ранее Б. Л. Александров [3]. На графике, построении с помощью ультразвукового метода, подоб-



Кроме того, по результатам геофизических исследований скважин и анализов шлама в Терско-Сунженском районе были даны [3] практические рекомендации при бурении скважин, осложненных развитием зон АВПД. Предложенной программой предусматривается прогнозирование аномально высоких поровых давлений по раз-

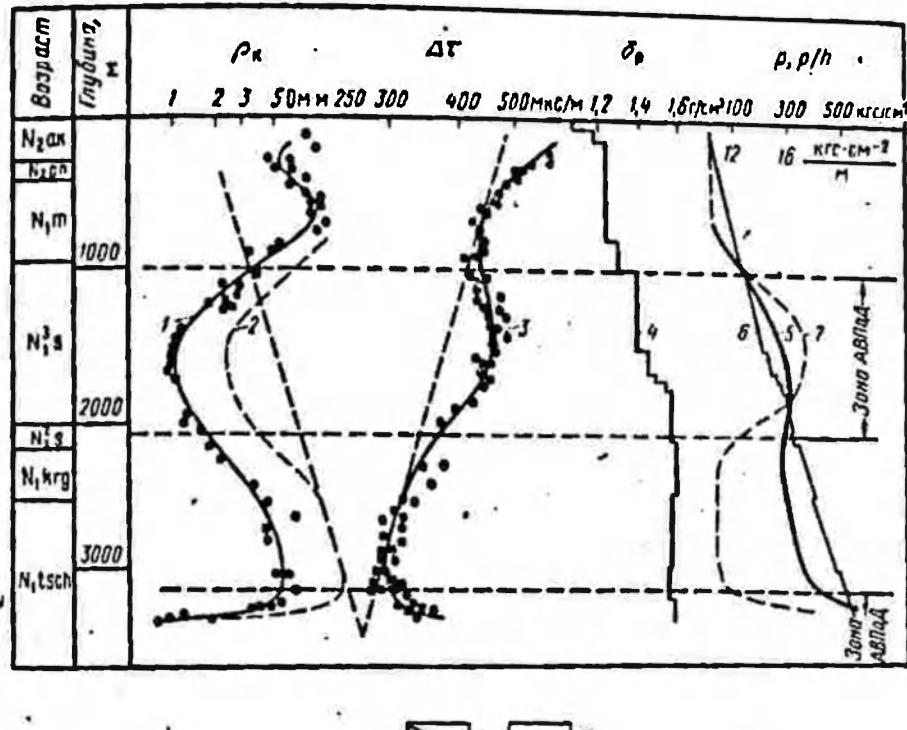


Рис. 72. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 224 Октябрьской площади (Терско-Сунженский нефтегазоносный район) [3].

Кривые: 1 — кажущегося сопротивления глин, 2 — то же, приведенное к $t = 20^\circ \text{C}$, 3 — интервального времени пробега упругих волн, 4 — плотности глинистого раствора, 5 — порового давления, вычисленного по кривой 3, 6 — противодавления глинистого раствора на забое, 7 — градиента порового давления; / — «кривая нормально уплотненных глин»; // — измеренное значение геофизического параметра

резу бурящихся скважин с использованием методики эквивалентных глубин и конкретные рекомендации буровикам.

В работе [3] приведены результаты исследований, выполненных по оптимизации процесса бурения на примере прогнозирования зон аномальных давлений в скв. 224 Октябрьской площади. Программа исследования этой скважины включала комплекс методов электрометрии (БЭЗ, СЭЗ, ИМ, стандартная электрометрия) и ультразвуковой метод (рис. 72). По данным геофизических методов

рассчитывали аномальное поровое давление и на основании заключений о величинах порового давления корректировалась плотность используемого при бурении глинистого раствора (табл. 14).

В интервалах 1000—2000 и 3150—3300 м (см. рис. 72) происходит резкое возрастание градиента давления, что отмечается соответствующим изменением геофизических параметров с возрастанием глубины. Например, по расчетным данным величина давления на глубине 3400 м достигает $715 \text{ кгс}/\text{см}^2$. В случае вскрытия пласта с АВПД в этом интервале даже при плотности глинистого раствора, равной $1,6 \text{ г}/\text{см}^3$, могли произойти выброс и возникнуть аварийная ситуация. В интервале 3200—3300 м в связи с входом в зону АВПД было рекомендовано прекратить

Таблица 14

Результаты определения аномально высокого порового давления в глинистых покрышках по данным геофизических методов в скв. 224 Октябрьской площади Терско-Сулженского нефтегазоносного района [3]

Глубина, м	Поровое давление в покрышке, $\text{кгс}/\text{см}^2$	Градиент порового давления, $(\text{кгс}\cdot\text{см}^{-2})/\text{м}$	Плотность глинистого раствора, необходимая для создания равновесного состояния в скважине, $\text{г}/\text{см}^3$
750	76,5	0,102	1,02
800	85,5	0,107	1,07
900	105	0,117	1,17
1000	125,5	0,125	1,25
1100	150	0,136	1,36
1200	180	0,156	1,50
1300	213,5	0,164	1,64
1400	235	0,168	1,68
1500	252	0,168	1,68
1600	268	0,167	1,67
1700	280	0,165	1,65
1800	291	0,162	1,62
1900	292	0,153	1,53
2000	275	0,137	1,37
2100	252	0,120	1,20
2200	240	0,109	1,09
2300—3100	235—316	0,102	1,02
3200	397	0,124	1,24
3225	430	0,133	1,33
3250	463	0,142	1,42
3300	534	0,162	1,62

бурение и опустить колонну с установкой ее башмака на глубине 3330 м, где рассчитанный градиент давления должен был бы составить $0,178 \text{ (кгс} \cdot \text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$. Это позволило изолировать верхнюю толщу пород, где градиент давления изменяется в пределах $0,100$ — $0,168 \text{ (кгс} \cdot \text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$ от майкопской толщи с еще большей величиной градиента давления.

В рассматриваемом случае прогнозирование величины аномально высокого давления дало возможность вести бурение с необходимым противодавлением глинистого раствора, что в свою очередь позволило увеличить скорость бурения, избежать осложнений и провести бурение исследуемой скважины с опережением графика на 3 мес.

Этот пример еще раз подтверждает огромное значение изучения вопросов прогнозирования АВПД, знание которых дает возможность грамотно управлять процессом бурения и значительно улучшать экономические показатели.

8. ПРЕДКАРПАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Некоторые особенности геологического строения

В Карпатской геологической провинции наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет Предкарпатский прогиб, в пределах которого находятся две нефтегазоносные области (платформенного и геосинклинального склонов) и перспективные нефтегазоносные территории Закарпатских впадин [73].

В Предкарпатском прогибе выделяется внутренняя сложнопостроенная складчатая часть и внешняя, имеющая простое тектоническое строение платформенного типа. Внутренняя часть надвинута на внешнюю (Стебнинский надвиг). Для Предкарпатской нефтегазоносной области характерно развитие мощного разреза мезо-кайнозойских отложений. Этот район испытал во времени очень сложное развитие, обусловленное тем, что район расположен на границе с горной областью Карпат.

Начиная с мела, во внутренней зоне Предкарпатского прогиба дно морского бассейна было вовлечено в устойчивое прогибание. При этом скорость прогибания то относительно усиливалась, то замедлялась. Это способствовало тому, что в течение верхнего мела накопились фли-

шевые отложения мощностью до 1000 м. Отложения представлены типичным двухкомпонентным песчано-глинистым составом, местами с прослойями мергелей и известняков.

В палеогене происходит унаследованное развитие от предыдущего времени. В палеоцене накапливается тонкоритмичный глинистый флиш мощностью 20—200 м. В эоцене дно бассейна во внутренней зоне развивается более дифференцированно. На юго-востоке накапливаются глинисто-песчанистые и мергелистые отложения, которые сменяются песчанисто-известковисто-глинистыми и чисто глинистыми. На северо-западе формируются глинисто-песчанистые и песчанистые породы.

В олигоцене глубина бассейна осадконакопления продолжает испытывать колебательные движения, что способствует накоплению некарбонатного и карбонатного флиша. Северо-восточные районы в среднемеллитовый век палеогена были приподняты, это привело к размыву ранее накопившихся отложений.

В результате последующего развития палеогеновые отложения были перекрыты глинистыми засолененными молассовыми образованиями полянинской (палеоген-неоген) и воротыщенской свит (неоген). Их мощность достигает 2000—3000 м, что свидетельствует о большой скорости осадконакопления. В более позднюю стадию альпийского орогенеза полянинские и воротыщенские отложения были либо размыты, либо срезаны тектонически. В стебниковское и балтическое времена неогена в северо-восточной полосе внутренней зоны происходит накопление молассовых соленосных глинистых толщ. Амплитуда прогибания достигала 2000—3000 м.

Нефтяные и газовые залежи рассматриваемого района приурочены к юрским, меловым, палеогеновым и неогенным отложениям.

Результаты определения аномально высоких поровых давлений и перспективы прогнозирования АВПД

В Предкарпатской нефтегазоносной области рассмотрены геофизические материалы исследований, проведенных в скв. 22 площади Иваники (рис. 73), которая расположена во внутренней части Предкарпатского прогиба. Скв. 22 вскрыла залежь с АВПД в верхнемеловых отложениях на глубине 3100 м. По результатам геофизических

исследований методами электрометрии (БЭЗ, стандартная электрометрия) и рассеянного гамма-излучения в разрезе этой скважины четко отмечается зона повышенных поро-

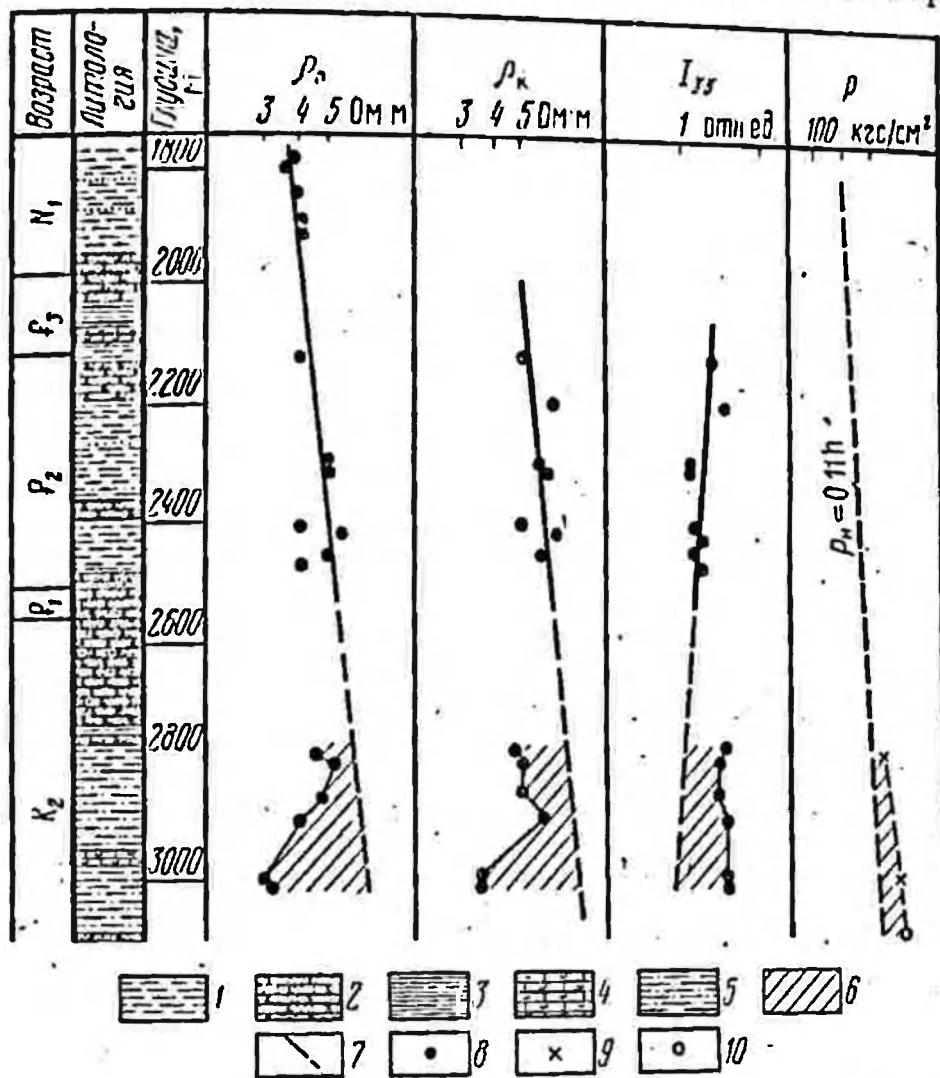


Рис. 73. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ГГМ в скв. 22 площади Иваники (Предкарпатская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — аргиллит; 4 — ракушник; 5 — алевролит; 6 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 7 — «кривая нормально уплотненных глин»; 8 — измеренные значения геофизического параметра; 9 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии; 10 — значение аномально высокого давления, измеренное глубинным манометром

вых давлений (интервал 2800—3100 м). Количественная оценка по данным этих методов хорошо совпадает с результатом манометрического замера (см. табл. 10, 11). Средние относительные расхождения результатов оценки составили соответственно —1,2 и —1,4 %.

Первые результаты определения величины аномального порового давления в Предкарпатской нефтегазоносной области свидетельствуют о возможности прогнозирования зон аномально высоких давлений с помощью методов электрометрии и рассеянного гамма-излучения. Учитывая сложность разреза, представляет интерес проведение работ по выделению зон АВПД ультразвуковым методом, а также в процессе бурения по данным изменения механических параметров бурения и свойств глинистого раствора.

- 9. АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Аномально высокие пластовые давления наблюдаются во многих нефтегазоносных структурах Азербайджана. Тектонический зона проявления АВПД приурочена к северо-западному борту Южно-Каспийской впадины и к примыкающей с севера Апшероно-Прибалхашской антиклинальной зоне — Апшеронскому полуострову и Апшеронскому архипелагу.

Современная тектоническая структура описанных территорий явилась результатом длительной и сложной истории геологического развития [41]. Детальное описание истории развития этого района здесь не приводится. Подчеркнем лишь одно важное с точки зрения образования АВПД обстоятельство. Начиная с конца позднего века до антропогена включительно обширные территории Азербайджана были втянуты в устойчивое и весьма интенсивное погружение.

Таким образом, Южно-Каспийская впадина и сопряженные с ней территории за пределами акватории Каспийского моря (шапризер, Нижне-Куринская впадина) являются областями молодого интенсивного погружения. Мощность плиоцен-антропогеновых отложений составляет здесь более 7000 м. Весьма высокая скорость осадкообразования в плиоцен-антропогене и наличие в разрезе мощных глинистых слоев создали благоприятные условия для образования в этих и более древних осадочных породах аномально высоких пластовых давлений.

На рис. 74 и 75 приведены схемы изменения мощностей пород акчагыльского и апшеронского ярусов [41]. Из рассмотрения этих схем видно, что наиболее интенсивное осадконакопление в акчагыльский и апшеронский века происходило в центральных частях Нижне-Куринской впадины и на примыкающей акватории Кас-

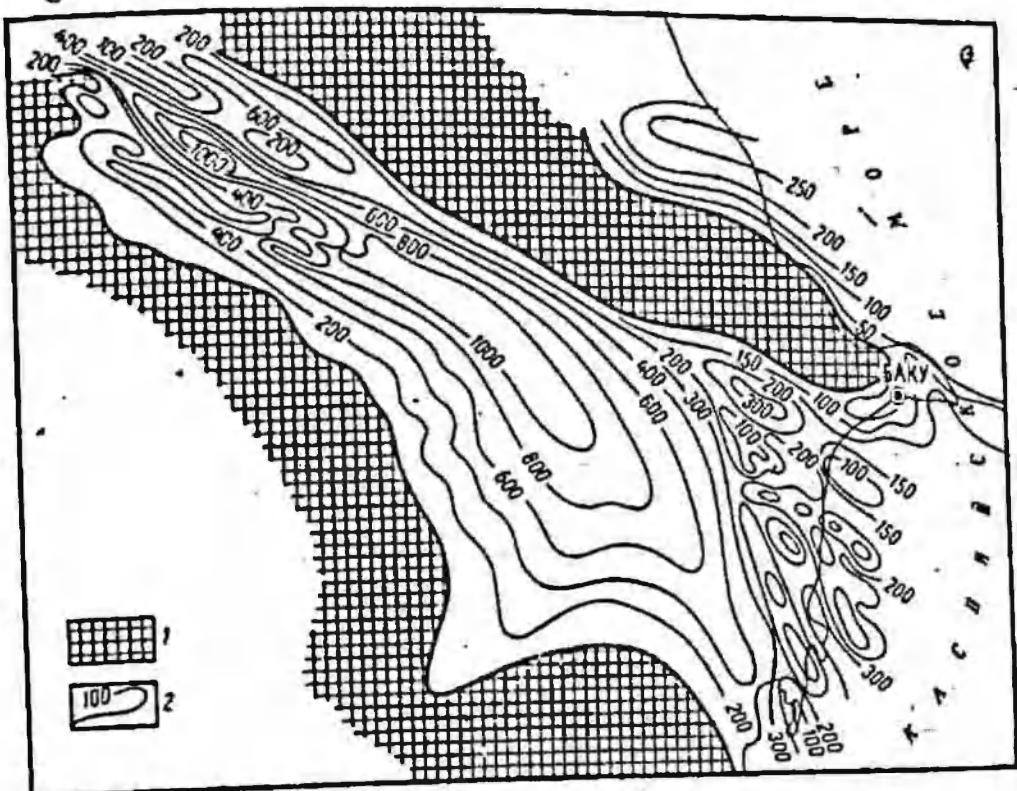


Рис. 74. Схема изменения мощностей акчагыльского яруса [41].
1 — суши; 2 — изопахиты отложений акчагыльского яруса

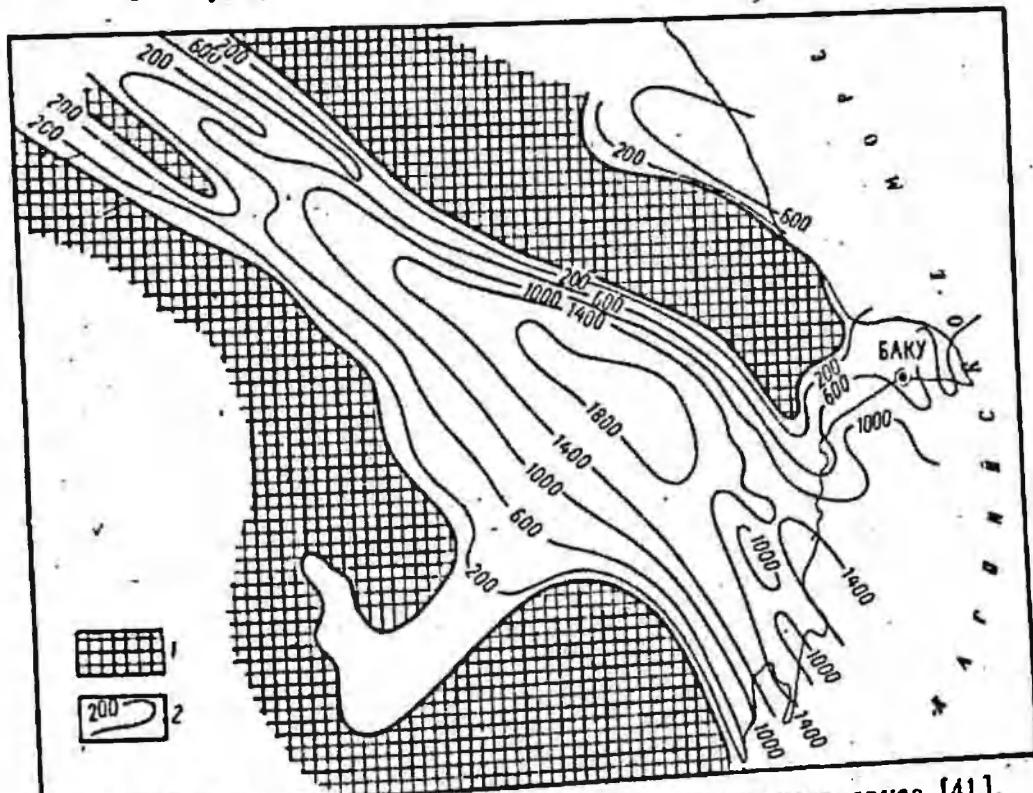


Рис. 75. Схема мощностей отложений ашхеронского яруса [41].
 1 — суши; 2 — изопахиты отложений ашхеронского яруса

пийского моря. Здесь мощность акчагыльских отложений достигает 1000 м, а ашеронских 1800 м. В разрезах преобладают глинистые породы. Поскольку отток поровых вод из уплотняющихся глинистых толщ не поспевал за столь интенсивным увеличением нагрузки, в глинистых толщах формировались высокие поровые давления.

Высокие пластовые давления возникали в гидродинамически изолированных резервуарах. Именно в разрезе продуктивных площадей, расположенных в пределах Нижне-Куринской впадины и на примыкающей к ней акватории, наблюдаются самые высокие градиенты в коллекторах, достигающие $0,155-0,160 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$ [39].

Из рис. 74 и 75 видно, что в акчагыльский и ашеронский века скорость осадкоакопления уменьшается к северу от центральной части Нижне-Куринской впадины в сторону Ашеронского полуострова и Ашеронского архипелага. В этом же направлении возрастает песчанистость разреза. В соответствии с этими тенденциями происходит ослабление аномальных давлений от Нижне-Куринской впадины к Ашеронскому полуострову. Если гидродинамические градиенты, встреченные на площадях Джейран-Кегицеской депрессии, Алятской гряды и северной части Бакинского архипелага, составляют $0,125-0,145 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$, то на площадях Ашеронского полуострова и Ашеронского архипелага градиенты не превышают $0,12 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$, т. е. уже близки к нормальным.

Продолжая этот анализ, можно предположить, что при освоении глубокозалегающих залежей нефти и газа в центральных частях Нижне-Куринской впадины и в районе Бакинского архипелага встречаются большие трудности, связанные с интенсивным проявлением высоких пластовых давлений. Однако эти же высокие пластовые давления будут способствовать сохранению коллекторских свойств осадочных пород на больших глубинах.

В подтверждение высказанных положений о связи скорости осадкоакопления в новейшее время с образованием АВПД можно привести результаты 200 измерений начальных пластовых давлений, выполненных в первых опробованных скважинах Нижне-Куринской впадины [10]. После обобщения этих данных и сопоставления их с тектонической картой района было установлено [10], что наибольшее превышение пластовых давлений над нормальными гидростатическим наблюдается в погруженных участках впадины. Эти превышения уменьшаются в направле-

ии к бортовым участкам впадины и к сильно дислоцированным и приподнятым тектоническим структурам (Кюкские напоры пластовых вод. Аномальность пластовых давлений увеличивается с глубиной залегания коллекторов. Авторы работы [10] связывают образование АВПД с отставанием темпа разгрузки поровых вод от скорости погружения пород.

В этих условиях проблема прогнозирования аномально высоких пластовых давлений с целью безаварийного и эффективного бурения глубоких скважин приобретает большое экономическое значение. Как показывают специальные исследования [42], познание фактических значений гидростатических градиентов приводит к созданию больших (до 130—160 кгс/см²) перепадов давлений между столбом глинистого раствора и пластом. Последнее служит причиной осложнений и аварий при бурении.

Выходом из создавшегося положения может служить изучение фактического изменения порового давления в глинистых толщах по данным промысловой геофизики с целью прогнозирования пластового давления во вмещаемых глинами коллекторах. На рис. 76 показаны результаты применения стандартной электрометрии для выделения зоны АВПД. Однако при этом необходимо учитывать, что в отличие от рассмотренных ранее нефтегазоносных областей в разрезах Южно-Каспийской впадины значение поровых давлений жидкости в глинистых толщах, определенное по геофизическим данным, часто оказывается существенно выше измеренных глубинными манометрами начальных пластовых давлений во вмещаемых коллекторах. Причем в пределах одной площади в разрезах могут быть различные соотношения между поровыми и пластовыми давлениями. Последнее приводит к нежелательным осложнениям в бурении в связи с возникновением неожиданных перепадов давления в системе скважина—пласт.

Неравенство поровых и пластовых давлений известно и в других нефтегазоносных областях Советского Союза. Например, в Старогрозненском районе высокие поровые давления в верхнесарматских глинах сменяются нормальными гидростатическими давлениями в хорошо дренируемых отложениях чокрак-карагана. Или песчаники чокрак-карагана и палеоцена, имеющие нормальные гидростатические пластовые давления, залегают в пределах Западно-Кубанской впадины в толщах пород с развитыми

аномально высокими поровыми и пластовыми давлениями. Указанные исключения лишь подтверждают общее правило — в большинстве нефтегазоносных областей поровые давления в глинах примерно равны начальным пластовым давлениям в гидродинамически изолированных коллекторах (см. разделы I—IV, глава V). На этом основано

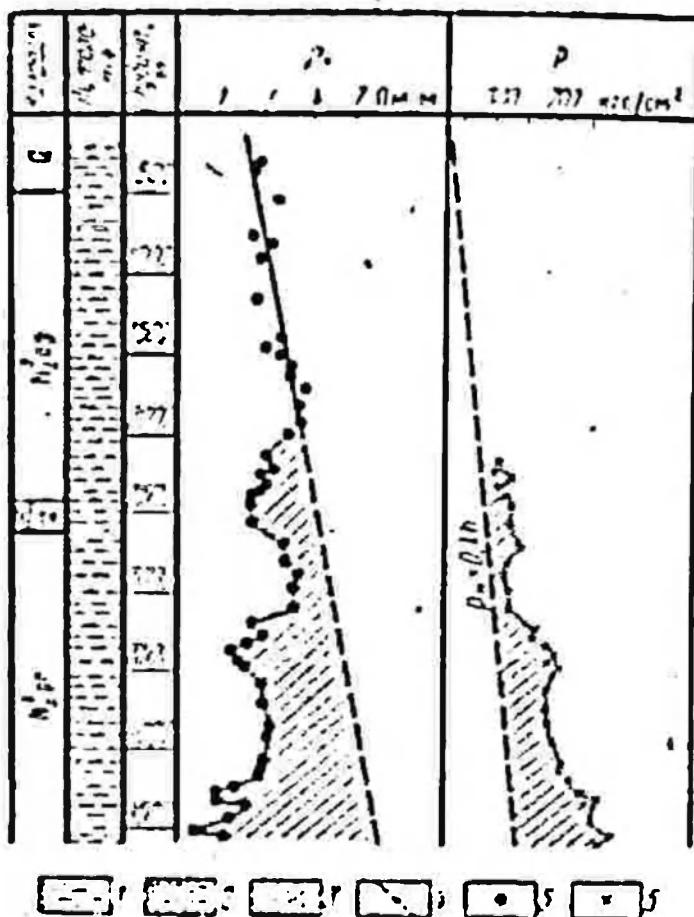


Рис. 76. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 7 месторождения Карабаглы-Чербайджанской нефтегазоносной области (по данным Р. Джевагишира).
1 — глина; 2 — глина пестролистовая; 3 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 4 — «кривая нормального уплотнения глин»; 5 — измеренное значение удельного сопротивления; 6 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии

прогнозирование значений пластовых давлений по изучению свойств вмещающих глинистых толщ.

В пределах Южно-Каспийской впадины несоответствие пластовых и поровых давлений распространено значительно шире, чем в других районах. Это обстоятельство, на наш взгляд, объясняется гидравлической раскрытыостью коллекторов. Интенсивное прогибание Южно-Каспийской впадины, начавшееся в конце юрского века (шельф

плиоцен), сопровождалось сложнейшими тектоническими процессами, в результате которых возникло множество локальных и региональных разрывных нарушений осадочного чехла. Ими богаты разрезы продуктивных площадей Азербайджана.

Некоторые из образованных нарушений явились естественными путями разгрузки эллиптических вод в более высоко лежащие и хорошо дренируемые коллекторы. Возможно, что в ряде случаев мощные высоконапорные потоки минерализованных вод, отжимаемых при быстром уплотнении осадочных толщ, проникали через нарушения на поверхность и образовывали грязевые вулканы.

Широко распространенный на территории Южно-Каспийской впадины грязевой вулканизм, вероятно, снижает давление жидкости в водоизапорной системе впадины. При этом темпы снижения порового давления в глинистых толщах в силу их низкой проницаемости отстают от темпов снижения пластового давления в коллекторах. Различная степень нарушенности отложений по площади и разрезу определяет и разные соотношения между поровым давлением жидкости в глинистых толщах и пластовым давлением в коллекторах.

Учитывая существенные различия между поровым и пластовым давлениями, авторы работы [42] рекомендуют, например, на площадях Кюровдаг и Карабаглы зону АВПоД, выделенную по геофизическим данным, подразделить в свою очередь на три подзоны (рис. 77). В первой подзоне в отложениях низа ашхеронского яруса градиенты поровых давлений в глинах на юго-западном крыле площади Кюровдаг и на западном крыле площади Карабаглы составляют $0,16-0,22 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$. При этом градиенты пластовых давлений в коллекторах близки к градиентам нормальных гидростатических давлений.

Во второй подзоне, охватывающей горизонты I—V продуктивной толщи на площади Кюровдаг и горизонты I—IV на площади Карабаглы, градиенты поровых и пластовых давлений равны и не превышают $0,16-0,17 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$ (за исключением восточного крыла площади Карабаглы). Третья подзона характеризуется постоянным нарастанием градиентов поровых давлений до значений $0,21-0,23 \text{ (кгс}\cdot\text{см}^{-2}\text{)}/\text{м}$. Кроме того, наблюдаются значительно более низкие градиенты пластовых давлений в коллекторах. Разница между поровыми и пластовыми давлениями достигает $300-350 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Исходя из неравномерного распределения градиентов давлений по разрезу изучаемых месторождений, авторы работы [42] рекомендуют первую обсадную колонну спускать до кровли второй подзоны, вторую подзону перво-

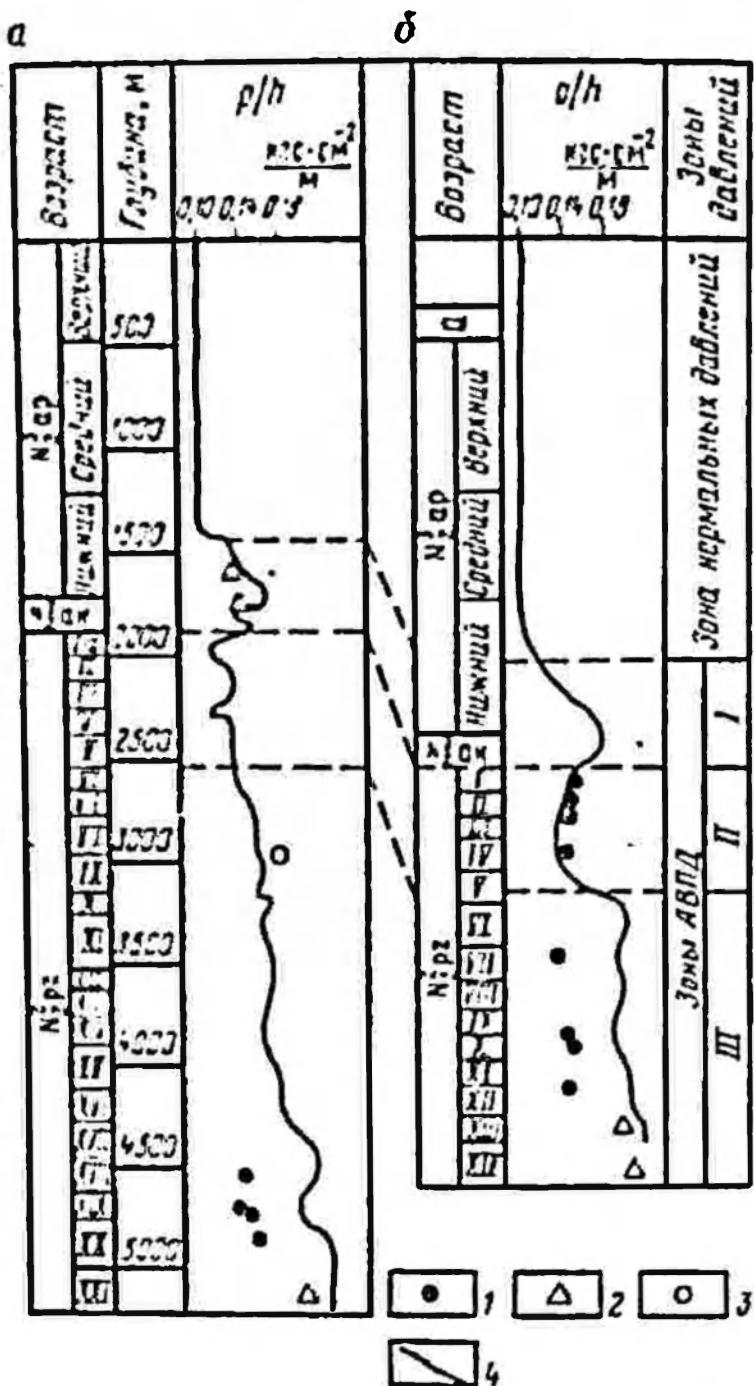


Рис. 77. Сопоставление поровых давлений в глинистых толщах, определенных по электрометрии скважин, с давлениями, полученными при опробовании коллекторов [42].

Площади: *a* — Кироводаг, *b* — Карабаглы; 1 — градиент пластового давления при опробовании; 2 — градиент давления раствора, при котором наблюдалась газопроницаемость; 3 — то же, при котором наблюдалась поглощаемость; 4 — поровое давление, определенное электрометрией.

крывать второй технической колонной («хвостовиком»), а третью — эксплуатационной колонной. Особое внимание обращается на необходимость разобщения первой и второй подзон при бурении.

Рассмотренный выше пример показывает, какую большую помощь может оказать установление факта неравен-

ства поровых и пластовых давлений и характера их изменения по разрезу. Однако необходимо подчеркнуть, что возможное неравенство поровых и пластовых давлений, которое является особенностью условий Южно-Каспийской впадины, создает определенные трудности при прогнозировании значений пластовых давлений. Детальное изучение закономерностей изменения этих давлений по площади и установление качественных соотношений между ними позволяет повысить эффективность прогнозирования АВПД в этой перспективной нефтегазопосной области.

В связи со сложным характером изменения минерализации пластовых вод с увеличением глубины на нефтегазопосных площадях Азербайджана эффективность использования данных электрометрии для прогнозирования пластовых давлений снижается — удельное электрическое сопротивление глин существенно зависит от минерализации поровых вод. Вероятно перспективы прогнозирования АВПД по геофизическим исследованиям скважин можно связывать в этом районе с применением ультразвукового метода, метода рассеянного гамма-излучения, а также с использованием сейсморазведки до бурения скважин. Представляет интерес и выделение зон АВПД в процессе бурения по изучению различных параметров бурового процесса и изменению свойств глинистого раствора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .

В последние годы усилилось внимание к поискам углеводородных залежей на больших глубинах. Растет объем и совершенствуется бурение глубоких скважин. В настоящее время уже для многих ясны технические и экономические преимущества новой технологии бурения глубоких скважин, основанной на равновесии пластового давления и давления столба глинистого раствора. Широкое промышленное внедрение этой технологии бурения связано с проблемой надежного прогнозирования и оценки величины пластовых давлений.

Не претендуя на окончательное решение указанной проблемы, авторы книги хотели показать на конкретных примерах, что современное состояние геофизических методов и развитие петрофизики позволяют уже

сегодня говорить о возможности прогнозирования и определения АВПД по комплексу различных методов на стадиях проектирования и при бурении глубоких скважин.

Получены новые обобщенные уравнения для определения поровых давлений в различных термобарических условиях с помощью геофизических и петрофизических исследований, разработаны палетки для введения температурных поправок в электрические, ультразвуковые и радиоактивные методы исследований скважин, предложены первые варианты программ для обработки геофизической информации на ЭВМ с целью прогнозирования АВПД. Показаны возможности сейсморазведки для выделения зон АВПД до бурения скважин.

Разработан метод регионального прогнозирования АВПД до бурения скважин, основанный на геолого-геофизических наблюдениях за уплотнением осадочных пород в бассейнах с элизионным и смешанным водонапорными режимами. Применение этого метода показано на примере Западно-Кубанского прогиба.

По материалам геофизических исследований в 74 скважинах девятнадцати нефтегазоносных районов Советского Союза были определены глубины залегания зон АВПД и величины порового давления в глинистых толщах. Эти данные проверены прямыми измерениями пластовых давлений. Полученные результаты свидетельствуют о существующей возможности расширения использования методов прогнозирования АВПД в промышленных условиях.

Дальнейшее совершенствование методов прогнозирования АВПД, по-видимому, должно идти по двум направлениям. Во-первых, путем совершенствования существующих методов, а также разработки новых методов прогнозирования АВПД в подсолевых отложениях и в карбонатных толщах. Во-вторых, в направлении усовершенствования необходимой измерительной аппаратуры: внедрения сейсмических станций с цифровой записью, автоматических скважинных приборов для работы в бурящихся скважинах, автоматических многофункциональных установок для контроля за процессом бурения и свойствами глинистого раствора, более широкого обеспечения производственных геофизических предприятий термостойкой скважинной аппаратурой.

Отдельной важной проблемой является разработка теоретических основ и методов прогнозирования аномально низких пластовых давлений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абелев М. Ю. Исследование фильтрационных свойств сильно скимаемых глинистых грунтов. — «Труды ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева», 1963, вып. б, с. 106—113.
2. Авчян Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких температурах и давлениях. М., «Недра», 1972. 144 с. с ил.
3. Александров Б. Л. Определение и прогнозирование аномально высоких пластовых давлений геофизическими методами. Науч.-техн. обзор. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1973. 80 с. с ил.
4. Александров Б. Л., Масленников В. В., Голланд Р. В. Природа и закономерности изменения давлений в толще-покрышке месторождений ЧПАССР. — «Геология нефти и газа», 1975, № 11, с. 46—50 с ил.
5. Аникиев К. Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л., «Недра», 1964. 168 с. с ил.
6. Аникиев К. А. Управление сверхвысокими пластовыми давлениями при глубоком бурении — новая геолого-техническая дисциплина. — «Труды ВНИГРИ», 1970, вып. 288, с. 32—40.
7. Аникиев К. А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л., «Недра», 1971. 167 с. с ил.
8. Алиев Л. К. О пластовых давлениях в юедрах нефтяных месторождений. — «Азерб. нефт. хоз.-во», 1953, № 11, с. 1—3.
9. Алиев А. И., Джадаров Р. Р. О природе высоких начальных пластовых давлений. — «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений», № 3. М., изд. ВНИИЭгазпрома, 1972, с. 19—25.
10. Алиев А. И., Джадаров Р. Р. Гидродинамические условия среднес- и верхнеплиоценовой системы Нижне-Курильской впадины. — «Азерб. нефт. хоз.-во», 1975, № 2, с. 14—19 с ил.
11. Бабаян Г. А. О факторах, обуславливающих аномально высокие начальные давления в пластах. — «Труды нефт. эксп. АН Аз. ССР», 1953, т. 1, с. 87—93 с ил.
12. Басин Я. Н., Кухаренко И. К., Тюкаев Ю. В. Методика количественной оценки пористости нефтегазовых коллекторов по материалам НГК и ННК. — «Труды ВНИИЯГ», 1968, вып. 3, с. 211—219 с ил.
13. Бондаренко Н. Ф., Нерпин С. В. Соотношения между сдвиговой прочностью жидкостей в объеме и граничных слоях. — В кн.: Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. М., «Наука», 1972, с. 281—289 с ил.
14. Булатов А. В., Резоанов Р. А. Об учете влияния пластовой температуры и давления при интерпретации нейтронных методов. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 24, М., изд. ВНИИОЭНГ, 1976, с. 4—8.
15. Бурштар М. С., Бизнигаев А. Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., «Недра», 1969. 344 с. с ил.
16. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1973. 256 с. с ил.
17. Бурштар М. С., Назаров Д. А. О происхождении аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на молодых платформах. — «Нефть

- тегазовая геология и геофизика», № 11, М., изд. ВНИИОЭНГ, 1973, с. 13—16.
18. Вассоевич Н. Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. — «Новости нефт. техники», 1960, № 4, с. 11—15.
 19. Вахитов М. А., Орехов С. Л. К вопросу о природе разрывов АВПД в Вахшской зоне. — «Труды ВНИГРИ», 1971, вып. 116, с. 236—239.
 20. Волков А. М. Аномально-высокие пластовые давления. — «Труды Зап.-Сиб. НИИГНГ», 1968, вып. 8, с. 196—211 с ил.
 21. Вопросы применения сейсморазведки для прогноза нефтенасыщенности, литологии, аномально высоких давлений. М., ВНИИОЭНГ, 1976, 74 с. с ил. авт.: А. Г. Лвербух, Э. М. Бушевий, В. А. Гельфанд.
 22. Ганильман Е. И. Прикладная геохронология. Л., Издатц., 1968, 236 с. с ил.
 23. Геология нефти. Справочник. Т. 2, кн. I. Нефтяные месторождения СССР. М., «Недра», 1968. 763 с. с ил.
 24. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., «Недра», 1975. 680 с. с ил. Авт.: А. Э. Конторович, Н. Н. Нестеров, Ф. К. Салманов и др.
 25. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. М., «Недра», 1966. 424 с. с ил. Авт.: М. С. Бурштар, А. Д. Бишигасев, Г. Г. Гасангулов и др.
 26. Гуревич А. Е. Процессы миграции подземных вод, нефти и газов. Л., «Недра», 1969. 111 с. с ил.
 27. Дацюк В. И. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972. 365 с. с ил.
 28. Дацюк М. Ф., Аникич К. А. Теоретические и практические аспекты изучения залежей нефти и газа с аномальными пластовыми давлениями. — «Геология нефти и газа», 1966, № 6, с. 7—11.
 29. Дебранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. Пер. с франц. М., «Недра», 1972. 293 с. с ил.
 30. Добринин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., «Недра», 1965. 163 с. с ил.
 31. Добринин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 239 с. с ил.
 32. Добринин В. М., Тимбергер Ю. А. Определение аномально высоких пластовых давлений по электрометрии скважин. — «Нефтехоз-во», 1971, № 10, с. 12—16.
 33. Добринин В. М., Серебряков В. А. Оценка коэффициента водо-проницаемости глинистых покрышек в естественном залегании по комплексу геолого-геофизических наблюдений. — «Геология нефти и газа», 1974, № 7, с. 69—74 с ил.
 34. Добринин В. М., Серебряков В. А. Прогнозирование зон повышенного пластового давления флюидов в элизионных водонапорных системах. — «Геология нефти и газа», 1974, № 9, с. 55—60 с ил.
 35. Добринин В. М., Серебряков В. А. Петрофизические основы выявления зон аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических исследований скважин. — «Труды МИИХ и ГП», 1975, вып. 115, с. 187—195 с ил.
 36. Добринин В. М., Серебряков В. А. Геофизические методы прогноза аномально высоких давлений в коллекторах на больших глубинах.

иах. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., изд. МИАНХ и ГП, 1975, с. 146—148.

37. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методика определения аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических исследований скважин. — «Геология нефти и газа», 1976, № 8, с. 32—38, с ил.

38. Дурмишьян Л. Г. Значение аномально высоких пластовых давлений при поисках газовых и газоконденсатных залежей. — «Газ. пром-сть», 1961, № 7, с. 1—3.

39. Дурмишьян А. Г. О сингенетической и эпигенетической природе аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в недрах. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 3. М. изд. ВНИИОЭНГ, 1973, с. 50—53.

40. Дюнин В. И. О времени существования аномально высоких пластовых давлений. — В кн.: Взаимодействие поверхности и подземного стока, вып. 1, М., изд-во МГУ, 1973, с. 269—277.

41. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья и Азербайджана. Т. б. Азербайджанская ССР. М., «Недра», 1976. 190 с. с ил.

42. Изучение АВПД в разрезах месторождений Кюровдаг и Карабаглы по данным промысловой геофизики с целью выбора оптимальных условий проводки скважин. — «Азерб. нефт. хоз-во», 1976, № 1, с. 18—22. Авт.: Р. Р. Раҳманов, К. А. Қасумов, Б. А. Александров, Э. Н. Дергунов.

43. Калинко М. К. О механизме и условиях образования грязевых вулканов. — «Труды ВНИГНП», 1960, вып. 27, с. 98—136 с ил.

44. Каломазов Р. У., Вахитов М. А. О проявлениях и природе аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в Кулябской мегасинклинали Таджикской впадины. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 10, 1975, с. 3—6.

45. Капченко Л. Н. О некоторых причинах аномально высоких пластовых давлений. — «Геология нефти и газа», 1964, № 7, с. 42—43.

46. Калягин О. А., Кучерук Е. В. О зависимости аномально высоких пластовых давлений от температур в залежах нефти и газа Западно-Туркменской впадины. — «Изв. вузов. Сер. Геология и разведка», 1975, № 7, с. 44—47.

47. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., «Недра», 1972. 280 с. с ил.

48. Карцев А. А., Вагин С. Б., Серебрякова Л. К. Распределение палеодавлений в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 11, М., изд. ВНИИОЭНГ, 1977, с. 6—9 с ил.

49. К вопросу о зависимости петрофизических свойств горных пород от их плотности. — «Изв. вузов. Сер. Нефть и газ», 1972, № 2, с. 3—6. Авт.: Г. М. Сухарев, А. А. Ярошенко, Ю. К. Тарашуха, С. П. Власова.

50. Киссин И. Г. Гидродинамические аномалии в водонапорной системе на примере Восточного и Центрального Предкавказья, — «Бюл. МОИП. Отд. геол.», 1965, № 2, с. 121—139 с ил.

51. Кожевников Д. А. Температурные зависимости диффузионных характеристик замедлителей. — «Атомная энергия», т. 14, вып. 6, 1963, с. 525—529 с ил.

52. Колодий В. В. Гидродинамические и палеогидродинамические условия отложений Западно-Туркменской впадины. — «Советская геология», 1966, № 2, с. 50—62 с ил.

53. Котов А. И., Нерпин С. В. Водоупорные свойства глинистых почв и грунтов и природа начальных градиентов. — «Изв. АН ССР», отд. техн. наук, 1958, № 9, с. 106—109 с ил.
54. Крат В. И., Чуршина Н. М. Природа пластовых давлений подземных вод меловых отложений Яванской мегасинклазии. — «Докл. АН Тадж. ССР», 1970, № 12, с. 54—58 с ил.
55. Кропоткин П. Н., Валяев Б. М. О природе аномально высоких пластовых давлений в нефтяных и газовых месторождениях. — «Изв. АН ССР. Сер. геол.», 1963, № 11, с. 29—46 с ил.
56. Кульчицкий Л. И. Природа гидратации глинистых минералов и гидрофильтрация глинистых пород. — В кн.: Связанная вода в дисперсных системах. М., изд-во МГУ, 1972, с. 114—140.
57. Кусаков М. М., Мекенцикай Л. И. Исследование состояния связанный воды на моделях газовых и нефтяных коллекторов. — «Труды МИНХ и ГП», 1959, вып. 25, с. 302—315 с ил.
58. Кучугура Е. В., Шендеров Л. П. Итоги науки и техники. Современные представления о природе аномально высоких давлений. Сер. месторождения горючих полезных ископаемых. Т. 6. М., ВНИИГАЗ, 1975, 166 с. с ил.
59. Лагутин А. А. Изучение коллекторских и экранирующих толщ, выяснение закономерностей их развития в продуктивных майкопских отложениях Крыча и прилегающих акваториях в связи с перспективами газонефти. Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук. М., ВНИИГАЗ, 1974, 21 с.
60. Ламберх Ю. А. Оценка пластовых давлений в зонах АВПД по материалам геофизических исследований разрезов Прикаспийской впадины. — В кн.: Сб. мат.-лов. науч.-техн. совета по глубокому бурению, вып. 18. М., «Недра», 1972, с. 165—172 с ил.
61. Личинский А. А. Проявление горного давления при бурении и эксплуатации скважин. — «Нефт. хоз-во», 1958, № 6, с. 25—31.
62. Личинский В. Ф. Гидрогеологическое значение больших избыточных давлений в закрытых структурах. — «Труды 1-го укр. гидрогеол. совещ.» Т. 1, 1951, с. 236—247.
63. Лубеничук Т. Л. Условия образования АВПД в верхнемеловых отложениях Таджикской депрессии. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 9. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1973, с. 30—34 с ил.
64. Линдик К. П. Осадки торфа под пасынками. Минск, Белгосиздат, 1935. 95 с. с ил.
65. Лихачев П. К. О термоупругом режиме как одной из причин аномально высокого пластового давления. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 8. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972, с. 10—13.
66. Марычко Ю. И., Постникова В. Г. Причины аномально высокого пластового давления в залежах нефти осинского горизонта на Марковском месторождении. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 10. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967, с. 10—12.
67. Менк-Пашаев В. С., Степанов А. И., Терещенко Ю. А. О природе аномальных высоких пластовых давлений в юрских отложениях Салымского месторождения. — «Геология нефти и газа», 1973, № 7, с. 25—28.
68. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопоисковых целях. М., «Недра», 1972, 223 с. с ил. Авт.: М. Н. Суббота, В. Ф. Клейменов, Е. В. Стадник, Ю. Н. Яковлев.
69. Мехтиев Ш. Ф., Симхаев В. З. Об аномальных давлениях Нижнеекуринской впадины (на примере месторождения Кюровдаг). — «Докл. АН Аз. ССР», 1971, т. 27, № 9, с. 47—50.
70. Мирзаджанзаде А. Х., Ковалев А. Г., Зайцев Ю. В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтеей. М., «Недра», 1972, 200 с ил.
71. Морозович Я. Р. Измерение сопротивлений образцов горных пород в установках высоких давлений. — В кн.: Мат-лы науч.-техн. совета по глубокому бурению, вып. 4. М., «Недра», 1965, с. 60—70 с ил.
72. Мухин Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков. М., «Недра», 1965. 200 с. с ил.
73. Нефтегазоносные провинции и области ССР. М., «Недра», 1969. 477 с. с ил. Авт.: Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар, Н. М. Музченко и др.
74. Новосильский Р. М. Условия формирования нефтяных и газовых залежей Предкарпатья. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 602—619 с ил.
75. Носов Г. И., Владарская В. Р. О генетической связи нефтегазоносности Предкавказья и Закавказья с минералогическими типами глинистых пород. — «Литология и полезные ископаемые», 1968, № 3, с. 104—119 с ил.
76. Определение величины аномально высоких пластовых давлений и некоторые причины их формирования на площади Булла-море (в порядке обсуждения). — «Азерб. нефт. хоз-во», 1973, № 6, с. 1—3. Авт.: А. А. Мовсумов, Н. Ю. Халилов, С. Х. Садыгов и др.
77. Особенности строения, состава и физико-химических свойств моногидратных образцов каолинитовой и монтмориллонитовой глин. М., Изд-во МГУ, 1972, с. 5—25. Авт.: Р. И. Злочевская, Г. Г. Ильинская, Г. А. Куприна и др.
78. Поляков Г. А. О проявлении геостатического давления при бурении разведочной скважины. — «Бурение», научно-технический сборник ВНИИОЭНГа, 1967, № 2, с. 38—40.
79. Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений по сейсмическим данным. — «Геология нефти и газа», 1977, № 11, с. 54—60. Авт.: В. М. Добринин, М. Б. Рапорт, В. А. Серебряков и др.
80. Резванов Р. А. Оценка коэффициента газонасыщения пластов нейтронными методами с использованием палеток определения пористости. — В кн.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. вып. 1. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1974, с. 11—20.
81. Рейнер М. Деформация и течение. М., Гостоптехиздат, 1963. 374 с. с ил.
82. Роза С. А. Результаты экспериментального изучения начального фильтрационного градиента в плотных глинах. — «Труды ВНИИГИС», 1953, вып. 4, с. 59—63 с ил.
83. Ромм Е. С. Методика определения коллекторских свойств трещиноватых горных пород. — «Труды ВНИГИ», 1966, вып. 47, с. 69—76 с ил.
84. Симхаев В. З., Шувалов П. Е. О природе возникновения аномально высоких пластовых давлений в нефтегазовых месторождениях Юго-Западной Туркмении. — В кн.: Перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана и Туркмении. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972, с. 64—70.
85. Сорокова Е. И. Особенности формирования нефтегазоносных комплексов и прогноз их продуктивности на локальных структурах

- Южно-Таджикской впадины. Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. М., МГИХ и ГП, 1974, 28 с.
86. Справочник физических констант горных пород. М., Энергия, 1969, 438 с.
87. Степанчук А. Н., Терещенко Ю. А. О природе аномалью высоких пластовых давлений из Салымском месторождении. — «Докл. АН СССР», 1973, т. 212, № 2, с. 456—459.
88. Степанчук Е. Н. Уравнения корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания. М., «Недра», 1961, 131 с. с ил.
89. Терещенко Ю. А. Резкая аномалью пластовых давлений в Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа. — «Бюл. Моск. об-ва испыт. природы», 1972, т. 47, № 5, с. 158—159.
90. Ткачев Б. А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. М., «Недра», 1966, 268 с. с ил.
91. Щепенская И. Ю., Тебесагранский З. А. Нефтегазопосыльные провинции СССР. М., «Недра», 1966, 495 с. с ил.
92. Щепенская Д. М. Уплотнение осадков. — В кн.: Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. т. 1. М., Гостоптехиздат, 1971, с. 84—137 с ил.
93. Фадеев М. А. Влияние минерального состава глинистых пород на их экранирующие свойства (на примере мезозойских отложений Центрального Предкавказья). Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук. М., МГУ, 1974, 20 с. с ил.
94. Хашимов И. Ю. Геологическое строение Бакинского архипелага и пути повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в условиях аномально высоких пластовых давлений. Автореф. дис. на соиск. уч. степ. доктора геол.-минер. наук. Баку, Азинефтехиздат, 1971, 61 с.
95. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., «Недра», 1969, 365 с. с ил.
96. Чиркас И. В. Исследование свойств тонких слоев жидкостей. — В кн.: Связанная влага в дисперсных системах, вып. 3. М., изд-во МГУ, 1971, с. 81—95 с ил.
97. Шерстнева И. М., Салаев С. Г. О больших пластовых давлениях на тектонически осложненных площадях. — «Азерб. нефт. хоз-во», 1951, № 5, с. 1—3.
98. Шерба В. М., Чесекиц И. В. Природа аномально высоких давлений газовых залежей внешней зоны Предкарпатского прогиба. — В кн.: Геология и геохимия горючих ископаемых. Киев, «Наукова думка», 1971, вып. 23, с. 13—17 с ил.
99. Aud B. W. Abnormal pressure zones can be predicted by seismic data. — «World Oil», 1974, vol. 179, No 2, p. 37—39 with ill.
100. Barker C. Aquathermal pressuring role of temperature in development of abnormal pressure Zones. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1972, vol. 56, No 10, p. 2068—2071.
101. Bassett W. A. Measuring and using shale density to aid in drilling wells in high-pressure areas. — «J. Petrol. Technology», 1967, vol. 19, No 11, p. 1423—1429.
102. Bolt D. B. How to detect over-pressure when drilling world wide. — «World Oil», 1972, vol. 174, N 6, p. 107—111 with ill.
103. Borel W. J., Lewis R. L. Ways to detect abnormal formation pressures. Pt. 2. Geopressure detection while drilling. — «Petrol. Engr.», 1969, vol. 41, N 10, p. 80—101 with ill.

104. Bourgouin A. T. A graphic approach to overpressure detection while drilling. — «Petrol. Engr.», 1971, vol. 43, N 10, p. 76, 80, 86, 88 with ill.
105. Brown R. J. Normal-moveout and velocity relations for flat and dipping beds and for long offsets. — «Geophysics», 1969, vol. 34, No 2, p. 180—185.
106. Burst I. F. Diagenesis of Gulf Coast clayed sediments and its possible relation to petroleum migration. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1969, vol. 53, No 1, p. 73—93 with ill.
107. Cannon G. E., Gras R. C. Excessive pressures and pressure variation with depth of petroleum reservoirs in Gulf Coast region of Texas and Louisiana. — «Trans. Inst. Mining and Met. Eng.», 1938, vol. 127, No 11, p. 98—103.
108. Chaney P. E. Abnormal pressure lost circulation Gulf Coast's top drilling problem. — «Oil and Gas J.», 1949, vol. 47, No 51, p. 210—215.
109. Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast, Louisiana. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1953, vol. 37, No 2, p. 410—432 with ill.
110. Dix C. H. Seismic velocities from surface measurements. — «Geophysics», 1955, No 1, p. 45—51 with ill.
111. Eckel J. R. Effect of pressure on rock drillability. Trans. AIME, 1958, 213 p.
112. Fertl W. H., Timko D. J. Occurrence and significance of abnormal-pressure formations. — «Oil and Gas. J.», 1970, vol. 68, No 1, p. 97—98, 105—108 with ill.
113. Fertl W. H., Timko D. J. How down-hole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 2. Detecting and calculating formation pressures. — «World Oil», 1972, vol. 175, No 1, p. 45—48, 50 with ill.
114. Forgotson J. M. Indication of proximity of high-pressure fluid reservoir. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1969, vol. 53, No 1, p. 171—173 with ill.
115. Foster J. B., Whalen H. E. Estimation of formation pressures from electrical surveys-offshore Louisiana. — «J. Petrol. Technology», 1966, vol. 18, No 2, p. 165—171 with ill.
116. Gretener R. E. Fluid pressures in porous media, it's importance in geology: a review. — «Bull. Can. Petrol. Geol.», 1969, vol. 17, No 3, p. 58—63 with ill.
117. Hanshaw B. B., Bredehoef J. D. On the maintenance of anomalous fluid pressures. Pt. 2. Source layer at depth. — «Geol. Soc. Amer. Bull.», 1968, vol. 79, No 9, p. 1107—1122 with ill.
118. Heard H. C., Rubey W. W. Tectonic implications of gypsum dehydratation. — «Bull. Geol. Soc. Amer.», 1966, vol. 77, No 7, p. 741—760.
119. Hebert W. E., Young F. S. Estimation of formation pressure with regression models of drilling data. — «J. Petrol. Technology», 1972, vol. 24, No 1, p. 9—15 with ill.
120. Holtzman C. E., Johnson R. K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. — «J. Petrol. Technology», 1965, vol. 17, No 6, p. 717—722.
121. Hubbert M. K., Rubey W. W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. Pt. 1. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. — «Geol. Soc. Amer. Bull.», 1959, vol. 70, No 2, p. 115—166 with ill.
122. Illing V. C. The origin of pressure in oil pools. — In book: Science of petroleum. Oxford University Press, 1938, p. 28—35.

123. *Jacquin C.* Interactions entre l'argile et les fluides écoulement à travers les argiles compactes. — «Revue de l'Inst. Franc du Pétrole», 1965, vol. 20, No 10, p. 1475—1501.
124. *Jourden J. R., Shirley O. J.* Application of drilling performance data to overpressure detection. — «J. Petrol. Technology», 1966, vol. 18, No 11, p. 1387—1391 with ill.
125. *Keep C. E., Ward H. L.* Drilling against high rock pressures with particular reference to operations Conducted in the Kharo field, Punjab. — «J. Inst. Petrol. Technologists, Lond.», vol. 20, No 133, 1934, p. 45—51.
126. *Kennedy J. L.* Drilling industry will begin the 1970's with new equipment, methods. — «Oil and Gas J.», 1969, vol. 67, No 38, p. 157—161 with ill.
127. *Louden L. R.* «Chemical caps» can cause pressure buildup. — «Oil and Gas J.», 1971, vol. 69, No 46, p. 144—146.
128. *Letourneau A. I.* Geology of petroleum. San-Francisko, W. H. Freeman and company, 1956, p. 488 with ill.
129. *Macgregor J. R.* Quantitative determination of reservoir pressures from conductivity logs. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1955, vol. 49, No 9, p. 1502—1511 with ill.
130. *Mogata K.* Permeability considerations in generation of abnormal pressure. — «Soc. Petrol. Eng. J.», 1971, vol. 11, No 3, p. 236—242.
131. *Miller R. I., Lotz P. F.* Threshold gradient for water flow in clay systems. — «Soil. Sci. Soc. Amer. Proc.», 1963, vol. 27, No 6, p. 605—609.
132. *Murphy A. S., Gunningham R. A.* Effect of mud column pressure on drilling rates. — «Trans. AIME», 1955, 205 p.
133. Optimization holding fluid on drilling costs. — «Oil and Gas J.», 1969, vol. 67, No 46, 45 p.
134. *Petrenbaker E. S.* Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures. — «World Oil», 1968, vol. 166, No 7, p. 73—77 with ill.
135. *Platt B. L.* Fluid pressure in thrust faulting a corollary. — «Amer. J. Sciences», 1962, vol. 260, No 2, p. 116—121.
136. *Pozers M. C.* Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1967, vol. 51, No 7, p. 1240—1254 with ill.
137. *Reynolds E. B.* Seismic Interpretation for drilling. — «Oil and Gas J.», 1974, vol. 72, No 10, p. 112—114, 123, 124 with ill.
138. *Russell W. L.* Pressure-depth relations in appalachian region. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1972, vol. 56, No 3, p. 528—536.
139. *Schmidt G. W.* Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. — «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1973, vol. 57, No 2, p. 321—328 with ill.
140. *Timko D. J., Ferrell W. H.* Relationship between hydrocarbon accumulation and geopressure and its economic significance. — «J. Petrol. Technology», 1971, vol. 23, No 8, p. 923—930 with ill..
141. *Wallace W. E.* Abnormal subsurface pressures measured from conductivity or resistivity logs. — «Oil and Gas J.», 1965, vol. 63, No 27, p. 102, 101—106.
142. *Walls E. V.* Some aspects of high pressure in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. — «J. Petrol. Technology», 1947, No 2204, p. 215—236 with ill.
143. *Wilson G. J., Bush R. E.* Pressure prediction with flowline temperature gradients. — «J. Petrol. Technology», 1973, vol. 25, No 2, p. 135—142 with ill.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава I. Образование аномально высоких давлений в толщах осадочных горных пород	7
1. Пластовое и поровое давления флюидов	7
2. Существующие представления о природе образования АВПД	15
3. Роль скорости осадкоакопления при формировании АВПД	24
4. Фильтрация флюидов через глинистые породы	31
5. Водопроницаемость глинистых пород-покрышек	41
6. Анализ условий сохранения АВПД	49
7. Прогнозирование АВПД до начала бурения глубоких скважин по геолого-геофизическим данным	56
Глава II. Петрофизические основы выделения зон АВПД в толщах осадочных пород	69
1. Современное состояние вопроса прогнозирования АВПД	69
2. Изменения пористости и плотности глинистых пород в зависимости от порового давления насыщающих флюидов	74
3. Изменения геофизических параметров глинистых пород в зависимости от порового давления насыщающих флюидов	86
Глава III. Методы прогнозирования АВПД по геофизическим данным	93
1. Обобщенные уравнения для определения порового давления в глинистых толщах	93
2. Прогнозирование АВПД по данным сейсмической разведки	103
3. Прогнозирование АВПД по данным геофизических исследований скважин	113
4. Использование ЭВМ для определения АВПД с помощью методики «кривых нормально уплотненных глин»	128
Глава IV. Методы прогнозирования АВПД в процессе бурения скважин	135
1. Прогнозирование АВПД по механическим параметрам бурового процесса	136
2. Прогнозирование АВПД по наблюдениям за глинистым раствором	143
3. Прогнозирование АВПД по результатам исследования шлама	148
4. Использование комплекса параметров для прогнозирования АВПД в процессе бурения скважин	152
	231

Г л а в а V. Результаты определения аномально высоких давлений и перспективы прогнозирования АВПД в некоторых нефтегазоносных областях и районах Советского Союза	157
1. Азово-Кубанская нефтегазоносная область	158
2. Крымская нефтегазоносная область	180
3. Среднеобская нефтегазоносная область	185
4. Ферганская нефтегазоносная область	190
5. Афгано-Таджикская нефтегазоносная область	191
6. Прикаспийская нефтегазоносная область	199
7. Терско-Сунженский нефтегазоносный район	201
8. Предкарпатская нефтегазоносная область	211
9. Азербайджанская нефтегазоносная область	214
Заключение	221
Список литературы	223

ИБ № 3010

Валерий Макарович Добрынин, Владимир Александрович Серебряков

**МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**

Редактор издательства Ф. Н. Чумакова
Переплет художника А. Г. Григорьева
Художественный редактор В. В. Шутъко
Технический редактор О. А. Болтукова
Корректор М. Н. Куракова

Сдано в набор 10.11.77. Подписано в печать 03.05.78. Т.67866 Формат
85x103^{1/2}. Бумага тип. № 1 Гарнитура лит. Печать высокая, Печ. л. 7,25
Усл. печ. л. 12,15. Уч.-изд. л. 12,51. Тираж 2100 экз. Заказ 619/7314-3
Цена 95 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/10
Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном
комитете Совета Министров СССР по делам издательства, полиграфии и книж-
ной торговли, 193141, Ленинград, С-111, ул. Монсенько, 10

ОПЕЧАТКА

В выходных сведениях следует читать:
Бумага № 2. Цена 90 коп.

Зак. 619.

۲۰۷



HEMRA