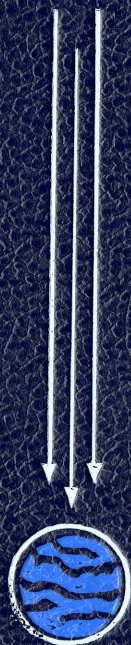


В. М. ДОБРЫНИН
В. А. СЕРЕБРЯКОВ

ГЕОЛОГО- ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
АНОМАЛЬНЫХ
ПЛАСТОВЫХ
ДАВЛЕНИЙ



В. М. ДОБРЫНИН
В. А. СЕРЕБРЯКОВ

ГЕОЛОГО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
АНОМАЛЬНЫХ
ПЛАСТОВЫХ
ДАВЛЕНИЙ



МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 26.2

Д 57

УДК 550.83+622.276.031 : 532.11

Рецензент д-р техн. наук *О. Л. Кузнецов*

Добрынин В. М., Серебряков В. А.

Д 57 Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений.— М.: Недра, 1989.— 287 с: ил.

ISBN 5—247—00488—4

Обобщены результаты исследований советских и зарубежных специалистов по изучению природы распространения и прогнозирования аномальных пластовых давлений. Петрофизически обосновано выделение зон аномально высоких (АВПД) и аномально низких (АНПД) давлений по данным геофизики, геологии, бурения. На примерах различных нефтегазоносных районов СССР рассмотрены осадконакопление, определение подсчетных параметров сложных коллекторов нефти и газа, залегающих в условиях аномальных давлений.

Для геофизиков, геологов, буровиков производственных организаций нефтяной и газовой отраслей.

Д $\frac{1804050000-168}{043(01)-89}$ 63—89

ББК 26.2

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Добрынин Валерий Макарович
Серебряков Владимир Александрович

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Заведующий редакцией *Е. Г. Першина*. Редактор издательства *И. П. Иночкина*
Переплет художника *В. И. Козаковой*. Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технические редакторы *С. Г. Веселкина, А. Г. Тумарева*
Корректор *Л. В. Сметанина*

ИБ № 6897

Сдано в набор 11.11.88. Подписано в печать 10.05.89. Т-06529. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 18,0. Усл. кр.-отг. 18,0. Уч.-изд. л. 20,55. Тираж 2710. Заказ 629/1004-3. Цена 1 р. 40 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3
Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 190000, Ленинград. Прачечный переулок, 6.

ISBN 5—247—00488—4

© Издательство «Недра», 1989

ВВЕДЕНИЕ

Проблема изучения аномальных пластовых давлений в нефтегазопромысловом деле возникла давно. Интерес к ней значительно возрос в последние 15—20 лет, когда промышленность приступила к практическому освоению глубокозалегающих залежей нефти и газа. Сложные горно-геологические условия (прежде всего аномально высокие и низкие давления, температура, различные геологические нарушения, наличие мощных толщ солевых отложений, многолетнемерзлых пород и т. п.) во многих нефтегазоносных областях затрудняют бурение, проведение геофизических работ, разработку месторождений углеводородов.

В Советском Союзе одними из первых исследователей, обобщившими данные о пластовых давлениях, были К. А. Аникиев (1964 г.) и Б. А. Тхостов (1966 г.). К. А. Аникиев предложил систему управления пластовыми давлениями при бурении глубоких скважин, основанную на знании закономерности изменения пластовых давлений с глубиной.

Правильный прогноз обнаружения и оценки пластовых давлений дает возможность вести бурение в оптимальных условиях — при минимальной репрессии на пласт, создает условия для применения гибкого балансирования давлениями в системе скважина—пласт. Технология бурения скважин при равновесии давлений столба промывочной жидкости (ПЖ) и пластового флюида позволяет резко улучшить технологические показатели бурения, сократить число аварий, связанных с уходом или выбросом промывочной жидкости, прихватом бурового инструмента и т. п. Кроме того, вскрытие пласта на равновесии давлений снижает глинизирующее влияние промывочной жидкости на коллектор, что часто имеет решающее значение при освоении глубокозалегающих залежей нефти и газа.

Помимо чисто технологического приложения исследование закономерностей распределения аномальных давлений в осадочной толще имеет большое научное значение при поисковых работах на нефть и газ.

Исследования, связанные с изучением природы и распределения пластовых давлений, с разработкой методов прогнозирования аномальных пластовых давлений, получили развитие как в Советском Союзе, так и за рубежом. Одно из первых зарубежных обобщений этих исследований — книга У. Фергла «Аномальные пластовые давления», опубликованная в 1976 г. и переведенная на русский язык в 1980 г. В Советском Союзе в 1978 г. вышла книга В. М. Добрынина и В. А. Серебрякова «Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений» и в 1983 г. — книга В. С. Мелик-Пашаева, Э. М. Халимова и В. Н. Серегинной «Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях». В 1986 г. издана книга «Геофизические методы

изучения геофлюидалных давлений» Л. А. Буряковского, Р. Д. Джеванджирова и Р. Ю. Алиева, в 1987 г.— монографии Б. Л. Александрова «Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах», И. М. Михайлова «Потенциальная энергия пластовых флюидов».

Таким образом, можно считать, что с учетом целого ряда методических рекомендаций, многочисленных статей и докладов по данной проблеме накоплен значительный опыт. Однако чем глубже и заинтересованнее рассматриваются различные аспекты проблемы, тем больше появляется новых задач, идей и новых решений и тем яснее становится их неисчерпаемость.

В настоящей работе описаны методы прогнозирования как аномально высоких, так и аномально низких давлений. Причем, учитывая большое разнообразие процессов, влияющих в природных условиях на образование аномальных давлений, авторы сосредоточили свое внимание на важнейших факторах, приводящих, как правило, к региональному их распространению. Для этих процессов предложены модели, математически описывающие возникновение аномальных давлений в толще осадочных пород. Эти модели положены в основу методик прогнозирования давлений по данным комплексных геолого-геофизических, геофизических и геолого-технологических исследований. Такой подход к прогнозированию аномальных давлений — отличительная особенность книги, он снимает необходимость разработки эмпирических зависимостей для оценки давлений в районах с различным геологическим строением.

Предложенные методы прогнозирования аномальных давлений были успешно опробованы на материалах практически всех нефтегазоносных областей Советского Союза.

Разработанные методы и методики изучения гидродинамических условий нефтегазоносных толщ можно использовать для решения актуальных при поисковых и разведочных работах на нефть и газ геологических задач, таких как: исследование закономерностей осадконакопления, палеорекострукции гидродинамической обстановки, оценка и прогнозирование емкостных характеристик нефтегазоносных коллекторов и экранирующих свойств глинистых пород-покрышек, контроль некоторых экологических изменений при разработке нефтяных и газовых месторождений.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

1.1. ДАВЛЕНИЕ В ВОДОНАПОРНЫХ СИСТЕМАХ

Одним из главнейших факторов, определяющих характер существующих в природе подземных гидродинамических систем, является пластовое давление.

Пластовое давление — это давление жидкости или газа в нефтеносных, газоносных или водоносных пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания. Давление жидкости или газа в порах пород-неколлекторов, пород-покрышек, многие исследователи, занимающиеся прогнозированием пластовых давлений, называют поровым давлением.

Обычно ожидаемое давление жидкости в пласте-коллекторе, вскрываемом скважиной, принимается равным нормальному гидростатическому давлению — такому пластовому давлению, которое уравнивается давлением столба минерализованной воды высотой от устья скважины до вскрываемого пласта. При этом средняя плотность минерализованной воды принимается равной $1,05—1,1 \text{ г/см}^3$ 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 пользоваться при изучении закономерностей изменения пластовых давлений.

Иногда для исключения влияния минерализации пластовых вод пользуются условным гидростатическим давлением — давлением столба пресной воды (плотностью 1 г/см^3) высотой от устья скважины до изучаемого пласта.

Фактические величины пластовых давлений на больших глубинах в значительной мере определяются условиями гидравлической изолированности пластов, тектонической активностью зон осадконакопления. Поэтому наряду с нормальными гидростатическими пластовыми давлениями в практике имеют место случаи более высоких начальных пластовых давлений. Б. А. Тхостов (1966 г.) одним из первых опубликовал фундаментальное обобщение о природе начальных пластовых давлений, отметил влияние ряда геологических факторов на величину пластового давления.

Один из важнейших факторов, от которого зависит начальное пластовое давление, — горное давление.

Горное давление — следствие суммарного влияния на пласт геостатического и геотектонического давлений (напряжений). Геостатическим называется давление, оказываемое весом вышележащей толщи горных пород. Величина его зависит от мощности и плотности пород. Градиент геостатического давления при средней плотности осадочных пород $2,3 \text{ г/см}^3$ составляет $0,023 \text{ МПа/м}$. 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 (геотектоническими давлениями).

Тектонические процессы нарушают равновесное состояние существующих давлений, перемещая, погружая или, наоборот, воздымая пластовые системы, образуя напряженные участки и в целом новые гидродинамические условия. Тектонические напряжения и деформации свойственны геосинклинальным и складчатым областям, которые характеризуются частыми и интенсивными поднятиями и прогибаниями слоев, деформациями, связанными с движениями блоков земной коры, землетрясениями, грязевым вулканизмом и т. д. Строения подземных водных бассейнов и гидродинамических систем в свою очередь также определяют закономерности изменения пластовых давлений.

По А. А. Карцеву (1972 г.), системы подземных вод, обладающие едиными (сходными) условиями залегания, называются подземными водными бассейнами (или бассейнами подземных вод, гидрогеологическими бассейнами); системы подземных вод, характеризующиеся общими (сходными) условиями возникновения движения воды, — геогидродинамическими системами.

Подземные водные бассейны различаются: по признаку наличия или отсутствия напора — на бассейны напорных вод и бассейны грунтовых вод; по признаку характера коллекторов — на бассейны пластовых вод 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, характерны для горно-складчатых областей, кристаллических щитов (т. е. для остатков 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 представляют наиболь-

ший интерес для гидрогеологии 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.

Ранее по генезису и механизму возникновения напора природные водонапорные системы делили на два главных типа: элизионные и инфильтрационные. В элизионных системах напор создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично за счет уплотнения самих коллекторов с выжиманием вод из одних их частей в другие; в инфильтрационных системах — за счет инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы под воздействием образуемой этими водами гидростатической нагрузки. В водонапорной системе смешанного типа, часто встречающейся в природе, могут одновременно проявляться признаки этих двух систем.

В элизионных системах создается напор и происходит выжимание вод вследствие осадконакопления и геостатической нагрузки. Поэтому большую часть элизионных систем можно трактовать как геостатические водонапорные системы. Но в некоторых случаях 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.

В последние годы изучение гидродинамических закономерностей в рифей-венд-нижнекембрийских терригенно-карбонатных отложениях Непско-Чонской нефтегазоносной области позволило Ю. И. Яковлеву и Р. Т. Семашеву выделить новые водонапорные системы депрессионного типа [36]. Для этих систем свойственны высокая степень уплотнения пород в разрезе, нисходящая фильтрация пластовых вод.

Депрессионные, или телионные (от греческого слова телионо — истощение), водонапорные системы характеризуются условием, при котором объем удаляющейся из системы жидкости превышает объем жидкости, поступающей в систему. Этот новый тип водонапорных систем приурочивается, в основном, к рифтовым зонам, характеризующимся активным проявлением новейших тектонических движений.

Инфильтрационные системы являются открытыми системами, ибо сообщаются с земной поверхностью как в зонах создания напора, так и в зонах разгрузки; поэтому они располагаются свободно в поле сил земного тяготения. 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

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

где H — напор (пьезометрический напор) подземных вод; δ_v — плотность воды; g — ускорение свободного падения.

Элизионные системы являются полураскрытыми, так как сообщаются с поверхностью земли лишь в зонах разгрузки. Основная форма энергии здесь — потенциальная энергия упругой деформации жидкостей и породы, накапливающаяся в результате процессов уплотнения осадков. По Р. Т. Семашеву, если в инфильтрационных системах количество поступающей в систему жидкости в единицу времени $Q_{\text{пост}}$ равно количеству жидкости, удаляющейся из системы в единицу времени $Q_{\text{уд}}$, 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

$$\Delta p = Q_{\text{изб}}/(\beta_{\text{ж}}V_0), \quad (I.2)$$

где Δp — приращение давления; $\beta_{\text{ж}}$ — коэффициент сжимаемости жидкости; V_0 — общий объем жидкости в системе.

Приращение давления Δp и выражает появление главной составляющей напора вод в элизионных системах.

Избыточное количество жидкости поступает из уплотняющихся неколлекторских (или теряющих коллекторские свойства) пород. Вместе с выжимаемыми водами в водоносные коллекторы передается часть геостатического (или геодинамического) давления. Поэтому, если для инфильтрационных систем характерно давление, близкое к условному гидростатическому, то для элизионных водонапорных систем — давление, превышающее гидростатическое (и условное и истинное), т. е. давление, по величине находящееся между гидростатическим и геостатическим. Для элизионных водонапорных систем свойственно пластовое давление

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

Из изложенного видно, что в изучаемых водонапорных системах могут возникать условия, при которых пластовое давление существенно отличается от нормального гидростатического.

Понятие аномально высокого пластового давления (АВПД) появилось в отечественной литературе на рубеже 40—50-х гг., когда на месторождениях Азербайджана впервые удостоверились в реальном существовании пластовых давлений, в 1,5—2 раза превышающих условное гидростатическое давление.

Рядом исследователей (К. А. Аникиевым и др.) было предложено считать аномально высоким пластовым (или сверхгидростатическим) давлением давление, которое уравнивается стол-

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

бом промывочной жидкости плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$ и более, т. е. нижний предел АВПД на 30 % должен превышать условное гидростатическое давление. Давление, превышающее условное гидростатическое менее чем на 30 %, называют повышенным.

Существуют и другие суждения о количественном определении нижней границы АВПД.

Принимать за критерий аномальности условное гидростатическое давление, на наш взгляд, не совсем корректно, поскольку в природе, как правило, встречаются минерализованные пластовые воды с плотностью, достигающей и превышающей $1,3 \text{ г/см}^3$. В последнем случае пластовое давление, уравниваемое столбом ПЖ плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$, не является аномальным. Кроме того, в разрезах скважин все чаще и чаще наблюдают пластовые давления существенно ниже условных и нормальных гидростатических давлений. Такие давления называют аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Нижний предел АНПД определить трудно.

Поэтому предлагается критерием аномальности давлений считать величину нормального гидростатического давления p_n — ожидаемого пластового давления, уравновешенного давлением, создаваемым столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины; аномально высоким пластовым давлением — давлением, отвечающее неравенству

$$p_a > p_n; \quad (I.4)$$

аномально низким пластовым давлением — давлением

$$p_a < p_n. \quad (I.5)$$

Аналогично определяют аномальные поровые давления (АВПоД или АНПоД).

Изучение аномальных поровых давлений пород-покрышек залежей с аномальными давлениями флюидов представляет особый интерес для прогнозирования пластовых давлений в коллекторах, поскольку по геофизическим данным определяется величина порового давления. Исследования показали [10], что в большинстве случаев поровое давление в глинистых покрышках отражает величину аномального пластового давления в залежи. Хотя имеются нефтегазоносные районы (например, Южно-Каспийская впадина), где начальные пластовые давления в коллекторах, по данным ряда исследователей [3, 10], ниже поровых давлений во вмещающих эти коллекторы глинистых толщах.

Особенно большие сложности возникают при разведке и разработке глубинных полезных ископаемых, где в геологическом разрезе присутствуют пласты как с аномально высокими, так и с аномально низкими пластовыми давлениями.

Для изучения распределения давлений по разрезу и их изменений по площади используют коэффициент аномальности K_a — отношение аномального пластового или порового давления

p_a к нормальному гидростатическому давлению p_n , вычисленному для той же глубины. $K_a > 1$ для АВПД и $K_a < 1$ для АНПД.

Значения пластовых давлений, их распределение в толщах осадочных пород зависят прежде всего от их природы. Природа аномальных давлений чрезвычайно многообразна и связана, в первую очередь, с напорными гидродинамическими системами. В каждой из рассмотренных гидродинамических систем возможно образование как аномально высоких, так и аномально низких давлений.

1.2. КРАТКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ

В настоящее время существуют различные представления о природе образования аномальных давлений. Этому вопросу, а также распределению аномальных давлений как по разрезу, так и по площади посвящены многочисленные работы советских и зарубежных исследователей. При этом изучению аномально низких давлений уделено значительно меньше внимания, чем аномально высоким.

Кратко рассмотрим основные гипотезы о природе образования как аномально высоких, так и аномально низких давлений.

Ряд исследователей рассматривают происхождение АВПД с позиций гравитационного уплотнения пород. Так, Г. Дикинсон (1953 г.), развивая гипотезу В. Иллинга (1938 г.), считает, что аномальные давления возникают в изолированных пористых пластах, расположенных в мощных глинистых толщах, где давления создаются из-за уплотнения глин под действием покрывающих пород.

М. Хаберт и В. Руби (1959 г.), а также К. Магара (1971 г.), рассматривая этот механизм образования АВПД, придают большое значение проницаемости глинистых пород-покрышек в формировании аномальных давлений. При этом К. Магара, применяя гипотезу уплотнения и используя ряд допущений, математически описал процесс образования аномально высоких давлений в глинистых толщах. В более поздней работе [17] К. Магара рассматривал и другие причины образования аномально высоких давлений.

А. Г. Дурмишьян (1973 г.) отмечает, что в областях длительного накопления низкопроницаемых глинистых образований погружение глин и затруднение оттока жидкости из уплотняющихся пород приводят к значительному отставанию вытеснения поровой воды от темпов погружения осадков, в результате чего происходит сжатие поровой воды до аномальных давлений.

М. С. Бурштар и Д. А. Назаров (1973 г.) 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 (1947 г.), рассматривая образование аномально высоких давлений в результате воздействия массы вышележащих пород на глины, указывает на отсутствие путей миграции, обусловленное сбросообразовательными явлениями. На эту причину указывает и Г. А. Бабалян (1953 г.).

Возможность возникновения залежей с АВПД под влиянием высокопластичных горных пород (соли, глин) отмечает Г. А. Поляков (1967 г.). Значение пластичных пород, кроме их роли покрывки, заключается в передаче геостатического давления вышележащих толщ на матрицу горной породы продуктивного пласта, что и приводит к возрастанию пластового давления в залежи.

На возможность образования АВПД в районах с отложениями солей большой мощности указывают У. Фергл и Д. Тимко (1972 г.). 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.

Образование аномально высоких пластовых давлений в залежах Предкарпатья за счет пластичных глин воротыщенской (миоцен) и поляницкой (олигоцен) серий отмечает Р. М. Новосилецкий (1967 г.). Природу образования аномальных давлений в пределах Западно-Туркменской впадины В. В. Колодий (1966 г.) связывает с процессами отжимания из глин седиментационных вод. По его мнению, этим и объясняются господствующие в красной толще, особенно в низах ее, пластовые давления, которые превышают условные гидростатические на 50—70 %.

А. Е. Гуревич (1969 г.), 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 (1956 г.) образование аномально высоких давлений объясняет воздействием на пласт геостатического давления, т. е. давления вышележащей толщи горных пород в сочетании с тектоническими движениями. Он считает, что сбросы и другие тектонические нарушения могут создавать непроницаемые граничные поверхности для блоков проницаемых 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.

Различные причины образования аномально высоких давлений в осадочных бассейнах Индии приводят У. Фергл и Б. Саней (1984 г.), отмечая, что в Камбейском бассейне АВПД в первую очередь обусловлены процессом уплотнения глинистых пород, а в Ассамском нефтегазоносном бассейне — воздействием горизонтальных тектонических напряжений.

А. А. Линецкий (1958 г.), К. А. Аникиев (1971 г.), М. Хаберт и В. Руби (1959 г.) и другие отмечают возможность образования АВПД в результате современных тектонических процессов, вызывающих сжатие и деформацию глубинных резервуаров.

И. Г. Киссин (1965 г.), 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 пласты. В других районах, где нет тектонических движений, уплотнение глин закончилось, давление в них стабилизировалось и отжима не наблюдается.

Некоторые исследователи (Л. К. Алиев, 1953 г., Л. Н. Капченко, 1964 г., В. С. Мелик-Пашаев, 1973 г.) считают, что аномально высокие давления могут возникать в результате подъема «запечатанных» залежей к поверхности в процессе тектонического движения, а пластовое давление в залежи сохраняется таким же, каким было на больших глубинах, с которых залежь была поднята.

В качестве основного фактора, необходимого для создания АВПД при тектонических деформациях, А. Е. Гуревич (1969 г.) отмечает сочетание линзовидной формы коллекторов с высокой активностью современных тектонических процессов.

Как заметил Л. Лоуден (1971 г.), одна из причин образования АВПД — горообразовательные процессы, а также наличие солевых и сланцевых диапиров. Г. Дикинсон (1953 г.) также высказывает предположение о возникновении аномально высоких давлений, вызванных соляными интрузиями, считая, что соляные штоки могут играть роль экранирующей покрышки. О деформации резервуаров, приводящей к повышению в них давления за счет современного роста глинистых диапиров, также писал М. К. Калинин (1960 г.).

Ряд исследователей (Л. К. Алиев, 1953 г.; К. А. Аникиев, 1971 г.; В. Ф. Линецкий, 1961 г.; Б. Платт, 1962 г., и др.) основную причину образования АВПД видят в поступлении в относительно замкнутую залежь порций высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или магматических очагов. М. Ф. Двали и К. А. Аникиев (1966 г.) указывают, что аномальные давления отражают сверхвысокий напор флюидов, периодически прорывающихся в изолированные этажи месторождений из более глубоких недр.

В. Ф. Линецкий (1961 г.) отмечает, что флюиды, мигрирующие вверх, сами прокладывают себе пути, производя гидроразрывы пластов. Эта миграция 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. Валяев (1965 г.) связывают возникновение АВПД с проникновением в осадочный чехол глубинных флюидов, выделяющихся в процессе дифференциации и дегазации вещества мантии Земли.

К. А. Аникиев (1971 г.) объясняет образование АВПД, исходя из двух ранее приведенных представлений о природе аномальных давлений. Он считает, что современные тектонические деформации возбуждают пульсационную, вертикальную миграцию флюидов из глубинных недр в закрытые, расположенные выше этажи.

А. М. Волков (1968 г.) 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 — причина пульсационной миграции флюидов из глубинных недр.

При исследовании условий образования АВПД в залежах месторождения Кюровдаг Ш. Ф. Мехтиев и В. З. Симхаев (1971 г.) 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 (1971 г.) 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 (1975 г.), изучая Кулябскую 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 глубоководными пластами, с которыми связаны, по-видимому, скопления нефти и газа.

Кроме отмеченных, еще ряд исследователей [В. Н. Крат и Н. М. Чуршина (1970 г.), В. И. Дюнин (1973 г.) и др.] поддерживают подобные суждения о природе аномально высоких пластовых давлений.

Некоторые исследователи предлагают гипотезы о происхождении повышенных давлений в результате различных локальных геологических факторов. П. Чаней (1949 г.), Х. Хеард, В. Руби (1966 г.), М. Пауэрс (1967 г.), Л. Лоуден (1971 г.) и другие отмечают возможность образования повышенных пластовых давлений за счет фазовых переходов одних пород или жидкостей в другие в результате изменений таких факторов, как температура, давление, концентрация растворов и их состав и т. п. Л. Лоуден (1971 г.) считает одной из причин образования АВПД химическое преобразование осадка и заключенного в нем органического вещества. Л. Лоуден, а еще ранее П. Чаней (1949 г.) указывают, что преобразование 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 (1966 г.) и Л. Лоуден (1971 г.) 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 (1968 г.), 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 в обоих случаях при создании АВПД предполагается наличие покрывки с высокими экранирующими способностями.

Появление высоких давлений в результате образования новых минералов, выпадающих вследствие кристаллизации в запечатанной залежи, отмечал А. Леворсен (1956 г.). 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 (1967 г.) объясняют происхождение АВПД на Марковском месторождении в Восточной Сибири. Считают, что подобные случаи вероятны и при осаждении кальцита или кремния. Кроме того, А. Леворсен (1956 г.) приводит другую возможную причину образования АВПД — за счет увеличения объема углеводородов высокой относительной молекулярной массы при превращении их в более легкие.

Л. Н. Капченко (1964 г.) считает, что миграция высокоминерализованных вод из магматических очагов может быть причиной образования АВПД. Некоторые исследователи (К. Баркер, 1972 г.; А. Леворсен, 1956 г.; П. К. Ляхович, 1972 г.) большое значение в образовании аномальных давлений придают температуре, так как ее повышение внутри «запечатанной» залежи приводит к возрастанию давления флюидов. О зависимости аномально высоких пластовых давлений от температур в залежах нефти и газа Запдно-Туркменской впадины сообщают О. А. Калятин и Е. В. Кучерук (1975 г.). Путем сопоставления изменений температуры в интервале глубин 0,5—4 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 температуры в процессе эксплуатации залежей.

Р. Гретенер (1969 г.) считает возможным образование АВПД в районах многолетней мерзлоты, что также связано с изменением температурных условий.

Есть мнения (У. Фертл и Д. Тимко, 1972 г.; А. А. Мовсумов, 1973 г. и др.), что проникновение в залежь маломинерализованной воды сквозь пласты глин (как через мембранный фильтр) создает в залежи высокое осмотическое давление, которое считают аномальным. Г. Шмидт (1973 г.) 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 У. Фертла и Д. Тимко также отмечается тенденция к понижению минерализации поровых вод в зонах АВПоД для месторождений Мексиканского залива. В то же время А. А. Мовсумов (1973 г.) и др. приводят пример относительно высокой минерализации вод в зоне АВПоД в разрезе площади Булла-Море (Азербайджан).

Некоторые исследователи, говоря о причинах, влияющих на возникновение аномально высоких давлений, рассматривают в совокупности несколько факторов, так как считают, что они дополняют друг друга.

Образование аномально низких пластовых давлений возможно представить двумя основными моделями. Во-первых, при быстром погружении запечатанных залежей с сохранением в коллекторе первоначального пластового давления, во-вторых, при расширении порового пространства коллекторов за счет снятия части геостатической нагрузки и изменения температуры при воздымании горных массивов и скорейшей эрозии. Подобные примеры привел У. Рассел (1972 г.) при рассмотрении образования АНПД в допенсильванских коллекторах Аппалачского бассейна.

В СССР на возникновение АНПД, связанное с увеличением объема флюидов в коллекторах Северного Кавказа в результате уменьшения плотности горных пород, указывали А. Г. Дурмишьян (1976 г.) и др.

Необходимо отметить, что аномально низкие пластовые давления могут возникать искусственным путем при отборе нефти и газа из пластов-коллекторов. Добыча значительных количеств пластовых флюидов способна привести к резкому снижению пластового давления, если напор фильтрующихся подземных вод не может компенсировать это уменьшение. В результате значительного падения пластового давления происходит дальнейшее уплотнение осадочных пород, в ряде случаев отмечающееся опусканием порвхностных грунтов.

Аномально низкие пластовые давления встречаются во многих истощенных нефтегазовых залежах, например на месторождении Соколова гора в Краснодарском крае (где на глубине 927 м пластовое давление составляет 1,7 МПа), Эльдарово в Чечено-Ингушетии (на глубине 3900 м — 33 МПа) и других. Как и при

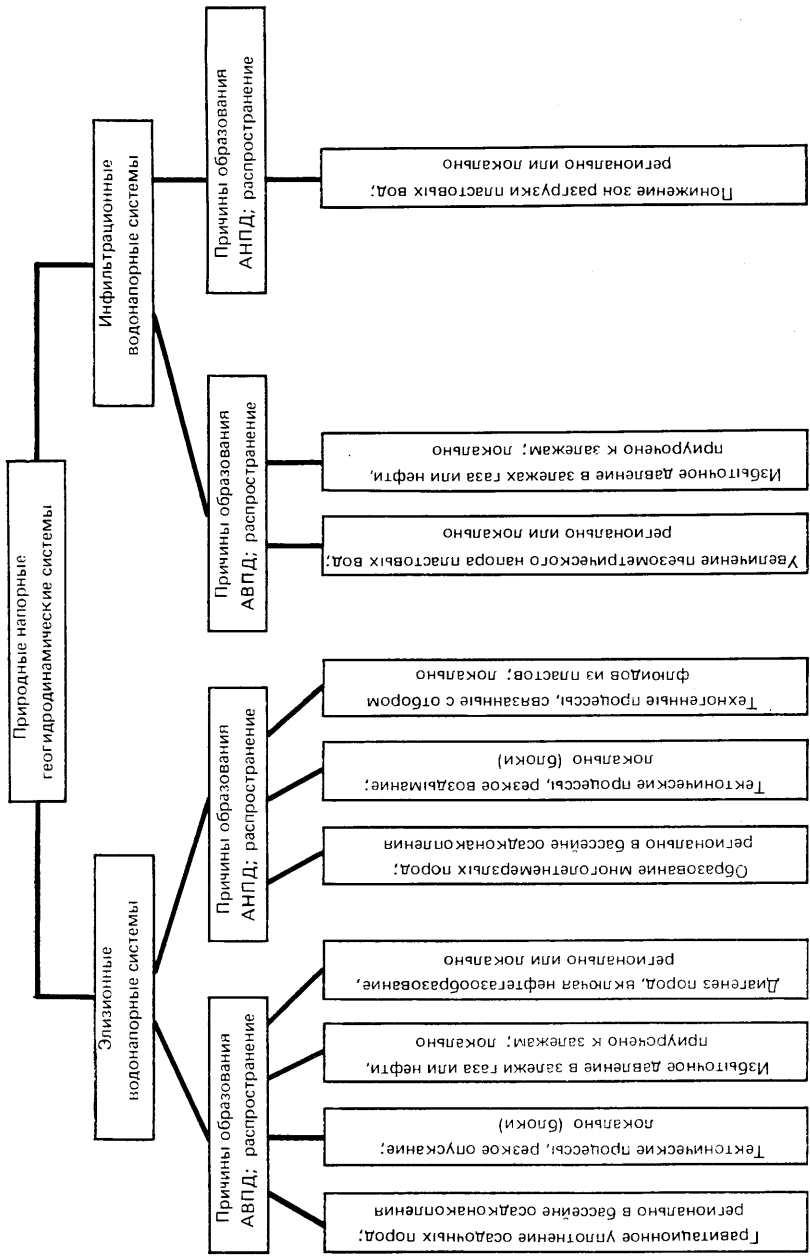


Рис. 1. Важнейшие причины образования аномальных давлений

интенсивной добыче углеводородов, отбор пластовых и грунтовых вод может привести к существенному снижению давлений и опусканию земной поверхности.

При анализе указанных представлений о природе образования аномальных пластовых давлений трудно отдать предпочтение какому-либо одному суждению. Природа аномальных давлений чрезвычайно многообразна и в различных геологических условиях возможны разные механизмы их возникновения. Если говорить о наиболее распространенных в природе причинах, то их необходимо увязывать с водонапорными гидродинамическими системами осадочных бассейнов, что, в свою очередь, позволяет классифицировать главные причины образования аномальных давлений, приуроченные к этим системам (рис. 1).

В каждой гидродинамической системе (элизионной, инфильтрационной или смешанной) возможно образование как аномально высоких, так и аномально низких давлений.

В качестве главнейших причин образования АВПД в инфильтрационных гидродинамических системах выявлены давления, связанные с разностью пьезометрических уровней питания и разгрузки, а также образование избыточных давлений в залежах с высоким этажом нефтегазоносности. Образование аномально низких пластовых давлений в этой гидродинамической системе вызвано понижением зон разгрузки пластовых вод. Строго говоря, отмеченные повышенные и пониженные давления не являются аномальными. Однако, приняв за количественный критерий аномальности соотношения (I.4) и (I.5), в дальнейшем будем оценивать все давления, соответствующие (I.4) и (I.5), как аномальные.

В элизионных гидродинамических системах география главных причин образования и высоких, и низких аномальных давлений значительно шире. Так, среди основных возможных причин образования АВПД находятся факторы, связанные с процессом гравитационного уплотнения осадочных горных пород, с тектоническими движениями недр земной коры, диагенезом пород. В этих же системах возможно образование АВПД за счет избыточного давления в залежах с высоким этажом нефтегазоносности. Случаи образования АНПД здесь связаны, в первую очередь, с мерзлотно-геотермическими условиями в недрах пород. Не исключена возможность влияния на образование АНПД тектонических движений. В практике отмечен целый ряд случаев возникновения АНПД техногенного образования при разработке месторождений нефти и газа, в условиях интенсивного отбора флюидов.

Таким образом, данная классификация позволяет представить главные причины образования аномальных давлений в толщах осадочных пород и рассмотреть основные геолого-физические модели их образования.

1.3. ГРАВИТАЦИОННОЕ УПЛОТНЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Целый ряд гипотез возникновения АВПД, основанных на причинах, связанных с гравитационным уплотнением горных пород, изложен в [10]. В настоящей работе остановимся более подробно лишь на двух наиболее общих геологических моделях, достаточно полно, на наш взгляд, отражающих природу образования аномальных давлений.

Одной из первых для объяснения механизма образования АВПД в процессе уплотнения осадков американскими учеными М. Хабертом и У. Руби (1959 г.) была использована лабораторная модель консолидации грунтов, предложенная К. Терцаги и Р. Б. Пеком еще в 1948 г. (рис. 2).

В цилиндрический сосуд с закрытым нижним дном помещены металлические пластинки, средние из которых перфорированы. Сосуд заполнен водой. Верхняя пластинка боковой поверхностью прижата к внутренней поверхности цилиндра так плотно, что через их контакт жидкость протекать не может. Трение по поверхности контакта отсутствует. Давление в цилиндре измеряется манометром. Если при условии невозможности утечки жидкости из цилиндра на верхнюю пластину подействовать силой σ (рис. 2, а), деформации пружин не произойдет, поскольку вода является практически несжимаемой жидкостью, т. е. нагрузка σ будет уравновешена давлением жидкости: $\sigma = p$. Если же позволить воде выходить из цилиндра, то по мере удаления жидкости пружины будут принимать на себя все большую часть приложенной к пластине силы σ (рис. 2, б). После удаления из системы некоторого количества воды будет достигнуто состояние равновесия, т. е. давление воды в цилиндре станет гидростатическим (рис. 2, в). Представленной схемой авторы пытались имитировать процесс, происходящий в пласте при уплотнении глин за счет геостатического давления вышележащих пород. Причем по мере увеличения веса вышележащих пород осуществляется удаление воды, пористость непрерывно уменьшается, а давление поровой

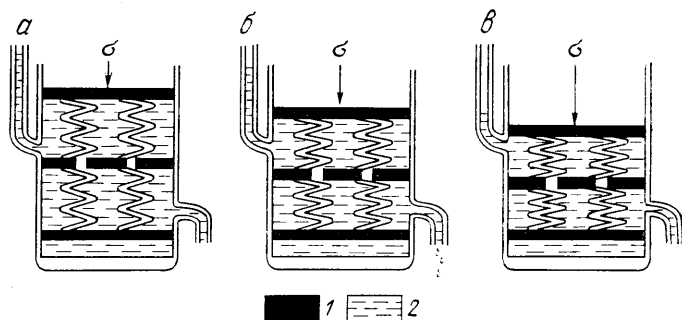


Рис. 2. Схематическая модель уплотнения глин (К. Терцаги, Р. Б. Пек, 1948 г.).
1 — пластинки; 2 — вода

жидкости сохраняется гидростатическим, т. е. будут сохраняться условия нормального уплотнения глинистых пород. В случае же более интенсивного роста геостатического давления σ , при котором невозможно удаление воды с такой же интенсивностью, давление воды в порах будет увеличиваться до аномально высокого.

Несмотря на то, что модель Терцаги неплохо отражает глубинные процессы уплотнения осадочных пород, существует ряд значительных расхождений между реальными пластовыми условиями и моделью. К. Магара [17] ограничения использования модели свел к следующим: 1) в лаборатории температура цилиндра обычно остается постоянной, тогда как пластовая температура, как правило, увеличивается с глубиной захоронения; 2) отверстия для выхода воды в лабораторной модели имеют постоянный размер, что позволяет воде вытекать с постоянной скоростью, однако проницаемость осадочных пород уменьшается по мере увеличения глубины захоронения; 3) давление воды в цилиндре остается гидростатическим до тех пор, пока из системы удаляется достаточное количество воды, однако его величина близка к нулю, поскольку высота столба очень мала; в то же время гидростатическое давление в пластовых условиях увеличивается, иными словами, на глубине оно характеризуется большими величинами; 4) в лабораторной модели первоначально в цилиндре имеется определенный объем воды, уменьшающийся по мере ее удаления; однако в пределах данного объема пород в пластовых условиях на движение воды и рост давления может оказывать влияние вода, движущаяся из нижележащих или соседних блоков, иными словами, в пласте течение воды более сложное.

В 1971 г. Д. Л. Кац и М. А. Ибрагим на основании модели Терцаги предложили усовершенствованную механическую модель уплотнения осадков и образования аномальных давлений. Однако большинство ограничений на использование модели Терцаги остались и в этой модели.

У. Фертл в монографии [30] привел некоторые математические модели уплотнения осадков, которые, однако, не раскрывают сути образования АВПД в процессе гравитационного уплотнения.

Выполним более детальные исследования механизма гравитационного уплотнения осадочных пород.

Роль скорости осадконакопления при формировании зон АВПД

Известно, что аномально высокие пластовые давления наиболее часто встречаются в недрах регионов земной коры, отличающихся высокой неотектонической активностью (К. А. Аникиев, 1971 г.).

В пределах древних платформ АВПД практически очень редки. На примере Русской платформы Б. А. Тхостов (1966 г.) показал, что пластовые давления на древних платформах, как правило, не превышают условные гидростатические, а в пределах молодых платформенных областей (Азово-Кубанская, Терско-Кумская впадины) — значительно больше них. Отмечается широкое распрост-

ранение АВПД под мощными региональными толщами-покрышками и внутри этих толщ в районах альпийского геосинклинального пояса — в Предкавказье, Предкарпатье, Туркмении, Азербайджане и т. д., а также в активизированных областях платформ. Причем аномально высокие давления в этих районах встречаются уже на малых и средних глубинах, а на больших глубинах — практически повсеместно.

Наиболее благоприятные условия для образования АВПД в отмеченных районах, вероятно, связаны с толщами осадочных пород, в которых уплотнение и отток поровых вод начались сравнительно поздно и пластовая энергия, создаваемая уплотнением, еще значительно превышает условные гидростатические давления. По-видимому, одно из наиболее вероятных условий образования АВПД в таких районах — 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 в этих геологических разрезах пластовыми давлениями. По материалам геолого-геофизических исследований скважин определены мощности отложений различных возрастов и найдены скорости осадкообразования в различные геологические эпохи. Для расчетов использовалась шкала геологического времени по Калпу (рис. 3).

Фактические графики изменения скоростей осадконакопления в определенные геологические эпохи на территории древней платформы изучались на примере месторождений Речица и Шкапово (рис. 4), расположенных в пределах Русской платформы и не испытавших в позднейшее время существенных прогибаний. Шкаповская площадь расположена на юго-западе Башкирии, на Белебеевской вершине Татарского свода, а Речицкое месторождение — на западе Европейской части СССР (Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция). Рассмотрение материалов по этим районам подтверждает выводы Б. А. Тхостова о том, что в пределах древних платформенных областей и на больших глубинах имеют место нормальные гидростатические пластовые давления.

Примеры подобных сравнений графиков изменения скоростей осадконакопления в позднейшее время и величин пластовых давлений в районах, характеризующихся высокой неотектонической деятельностью, дают нам иную картину. На рис. 5 средняя скорость осадконакопления в неогеновое время φ для отложений месторождения Галюгай более 100, а в четвертичное время свыше 300 м/млн лет. Значительные скорости осадконакопления в этом районе в то же время совпадают с развитием аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности $K_a > 2$). Этот, а также подобные примеры по другим областям (см. рис. 5) (месторождения: Наманган, $\varphi > 100$ м/млн лет, $K_a = 1,5 \div 2,0$; Комсомольское, $\varphi > 300$ м/млн лет, $K_a = 1,3 \div 1,9$; Кюровдаг, $\varphi > 400$ м/млн лет) указывают на определенные связи скорости осадконакопления с образованием АВПД. Причем в пределах одной

Эра	Период (система)	Эпоха (отдел)	Век (ярус)	Возраст, млн лет	
Кайнозойская	Четвертичный	Плейстоцен		1	
		Плиоцен		13	
	Неоген-палеоген	Миоцен		25	
		Олигоцен		36	
		Эоцен	верхний		45
			средний		52
нижний			58		
Палеоцен		63			
Мезозойская	Мел	Верхний	Маастрихт	72	
			Кампан	84	
			Сантон, коньяк, турон	90	
			Сеноман	110	
		Нижний	Альб	120	
			Апт, неоком	135	
	Юра	Верхний			
		Средний	Бат	166	
		Нижний	Байос	181	
	Триас	Верхний		200	
Средний + нижний			230		
Палеозойская	Пермь	Верхний		260	
		Нижний		280	
	Карбон	Пенсильваний			
		Миссисипий	Визей	320	
			Турней	345	
	Девон	Верхний		365	
		Средний		390	
		Нижний		405	
	Силур			425	
Ордовик	Верхний	Трентон	445		
	Средний + нижний		500		
Кембрий	Верхний		530		
	Средний + нижний				
				550	

Рис. 3. Шкала геологического времени по Калпу

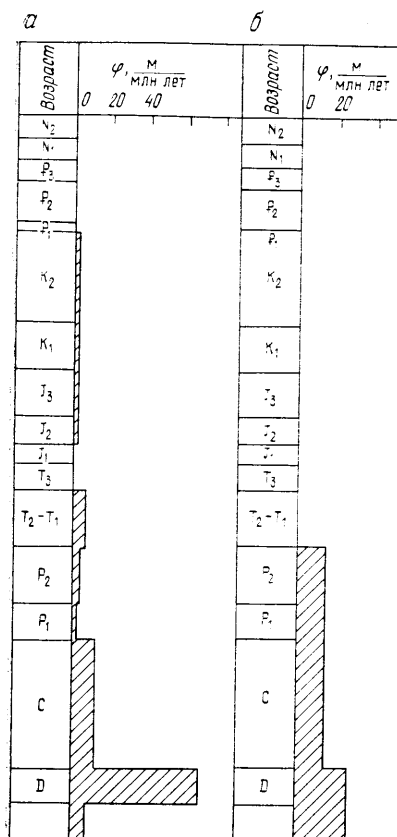


Рис. 4. Изменение скоростей осадконакопления в определенные геологические периоды и эпохи для различных нефтяных месторождений.

Месторождения: а — Речица (БССР), б — Шкапово (БашАССР)

нефтегазоносной области в зависимости от скорости осадконакопления в позднейшее время аномальные давления могут иметь место, а могут и отсутствовать. В качестве примера рассмотрим схему сопоставления (рис. 6) скорости осадконакопления φ и изменения удельного электрического сопротивления пород $\rho_{\text{п}}$ с глубиной в Азово-Кубанской нефтегазоносной области.

Известно, что глинистые породы, покрывающие залежи с аномально высоким пластовым давлением, значительно меньше уплотнены, чем породы, имеющие нормальное поровое давление. Это объясняется влиянием повышенного давления поровой жидкости, которое препятствует уплотнению пород. В большинстве случаев слои глинистых пород-покрышек, «удерживающих» аномальное давление в залежи, можно четко выделить по данным геофизических исследований скважин (см. разд. III.2).

Наличие аномально высокого порового давления в глинистых породах, рассматриваемых на профиле, отмечается по снижению удельного сопротивления тонкодисперсных чистых глинистых пород (см. рис. 6, участки 2).

Как видно из рис. 6, скважины, расположенные в пределах Каневско-Березанского вала, VIII, IX, X и Ростовского выступа XI характеризуются относительно низкими скоростями осадконакопления — от 10 до 40 м/млн лет. При таких скоростях гидростатическое давление в разрезах скважин нормальное или мало отличается от него, что характеризуется практически прямолинейными зависимостями между логарифмом удельного сопротивления глинистых пород и глубиной залегания. Нормальное гидростатическое давление имеет место в Смоленской скв. 1, расположенной на южном борту Западно-Кубанского прогиба. В этой скважине, несмотря на высокую скорость осадконакопления в палеоценовое время, аномально высокое давление не сохранилось, так как последующие скорости осадкообразования не могли ком-

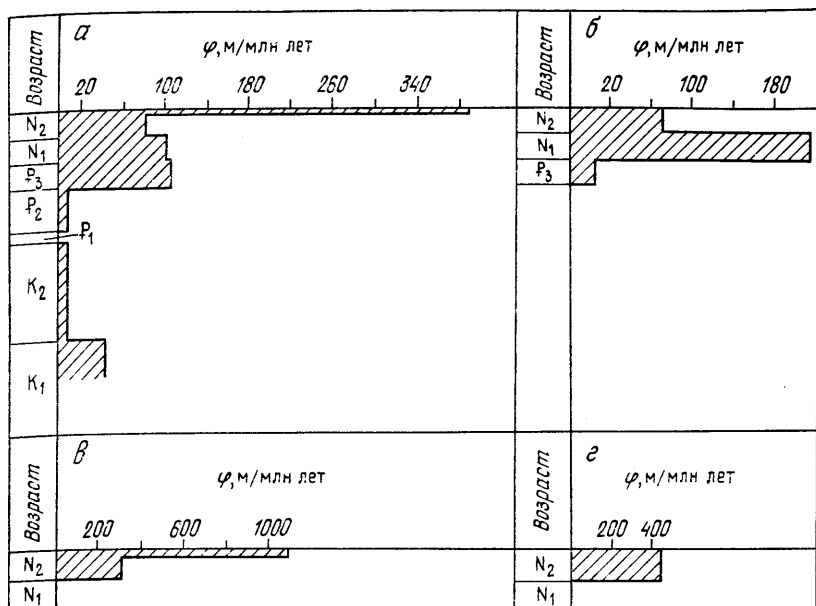


Рис. 5. Изменение скоростей осадконакопления в определенные геологические периоды и эпохи для различных нефтяных месторождений.

Месторождения: а — Галюгай (ЧИАССР), б — Наманган (УзССР), в — Комсомольское (ТССР), г — Кюурвадг (АзССР)

пенсировать потерю упругой энергии в глинистых породах и коллекторах.

В то же время с увеличением скорости осадконакопления в плиоцен-четвертичное время до 60—80 м/млн лет уже на Ново-Дмитриевской площади появляются anomalно высокие пластовые давления ($K_a=1,3\div 1,5$). По мере погружения осадков anomalность возрастает. В осевой части Западно-Кубанского прогиба, на глубинах около 4000 м коэффициент anomalности достигает 1,8—1,9.

Как видно из рис. 6, для всех указанных скважин характерна сравнительно высокая (от 60 до 110 м/млн лет) скорость осадконакопления в плиоцен-четвертичное время.

Эти и многие другие примеры в районах Предкавказья, Азербайджана и Средней Азии и т. д. свидетельствуют, что современное поровое давление в глинистых породах и в залежах с АВПД определяется скоростью осадкообразования, сопровождающего новейшие тектонические движения земной коры.

Фильтрация флюидов через глинистые породы

Не только скорость осадконакопления обуславливает возникновение anomalно высоких поровых давлений в глинистых толщах. В осадочных бассейнах с мощной толщей глинистых пород,

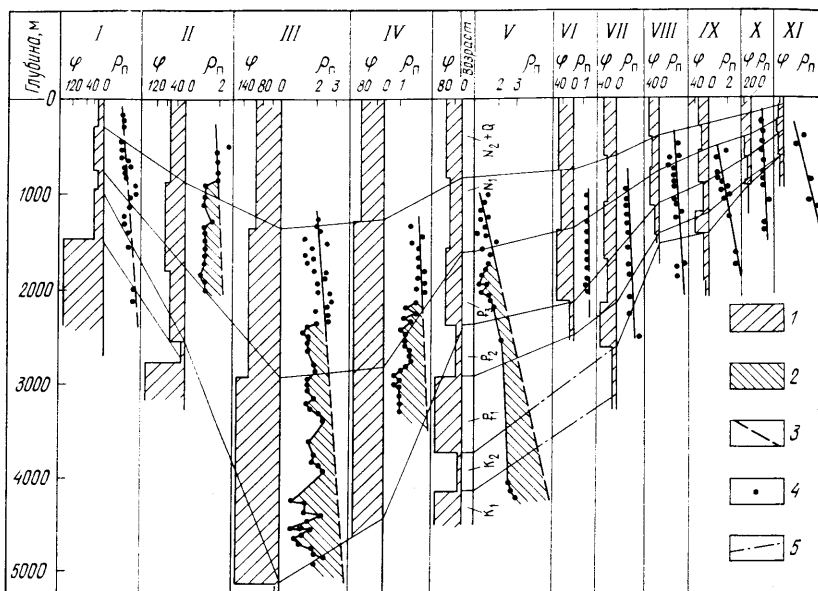


Рис. 6. Корреляция между скоростью накопления осадков φ (в м/млн лет) и изменением удельного сопротивления глинистых пород ρ_p (в Ом·м) по профилю площадь Смоленская (южный борт Западно-Кубанского прогиба) — площадь Маргаритовская (Ростовский выступ).

Скважины: I — Смоленская 1, II — Новодмитриевская 102, III — Восточно-Афипская 1, IV — Краснодарская 1, V — Медведовская 1, VI — Тимашевская 1, VII — Брюховецкая 3, VIII — Каневская 10, IX — Албашинская 1, X — Канеловская 1, XI — Маргаритовская 1; 1 — изменение скорости осадконакопления по разрезу; 2 — глинистая порода с аномально высоким поровым давлением; 3 — кривая нормально уплотненных глин; 4 — измеренное значение удельного сопротивления глин; 5 — линии неуверенной корреляции

вмещающих гидродинамически изолированные коллекторы с аномально высокими пластовыми давлениями, большую роль при формировании этих давлений играет 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, К. Джакуин (1965 г.) оценивает вязкость связанной воды (в Па·с) в Na-монтмориллоните в 11 при пористости 50 % и 33 при пористости 45 %; в Са-монтмориллоните — 65, в бентоните — несколько десятых долей Па·с и в иллите — от 0,025 до 0,15.

Исследованиями многих ученых установлено, что в набухающих глинах зависимость скорости фильтрации от градиента дав-

ления нелинейна (рис. 7), что приводит к отклонению от линейного закона Дарси. Величина G_0 (см. рис. 7) называется начальным градиентом давления. При градиентах давления, меньших G_0 , фильтрации через глинистые породы не происходит. Экспериментальное определение G_0 сопряжено со значительными трудностями. В литературе чаще приводят кажущееся значение начального градиента $G_{0к}$, получаемое путем экстраполяции прямолинейного участка кривой фильтрации до пересечения с осью абсцисс.

Движение вязко-пластического тела в трубке описывается уравнением Букингема—Рейнера, в котором учитывается начальный градиент давления. Однако в связи с отсутствием данных об истинных значениях начального градиента давления для приближенного описания фильтрации с начальным градиентом давления в пористых средах предложено так называемое обобщенное уравнение Дарси:

$$q = - (k_{пр}/\mu) (1 - |G_{0к}|/|\text{grad } p|) \text{grad } p \quad \text{при } |\text{grad } p| \geq |G_{0к}|; \quad (1.6)$$

$$q = 0 \quad \text{при } |\text{grad } p| < |G_{0к}|,$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости пористой среды; μ — вязкость флюида; $\text{grad } p$ — градиент давления.

Глинистые породы, покрывающие залежи нефти и газа или водоносные пласты с АВПД, представлены, как правило, тонкодисперсными пластичными глинистыми разностями, обладают наиболее низкой проницаемостью и поэтому контролируют пластовое давление в нижележащих коллекторах. В них отсутствует трещиноватость. Во многих случаях этот слой глинистых пород-покрышек, «удерживающий» аномальное давление в залежи, может четко выделяться по данным геофизических исследований скважин (см. рис. 6). В водоносных глинистых породах-покрышках фазовая проницаемость для пластовой воды на два порядка и более превышает фазовую проницаемость для свободной 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, являющейся результатом уплотнения

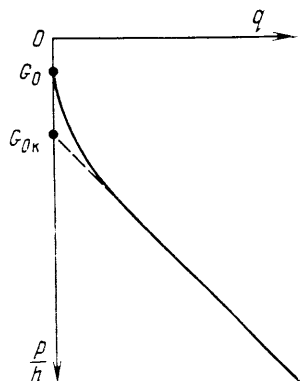


Рис. 7. Зависимость скорости фильтрации q от градиента давления p/h вязкой жидкости при наличии начального градиента G_0

нижележащих осадочных пород, а также за счет 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 скорости фильтрации, определяемое «пропускной способностью» (водопроницаемостью) покрышки, т. е., чтобы имела место избыточная скорость фильтрации. При интенсивности фильтрации ниже указанной величины в разрезе сохраняется нормальное гидростатическое давление поровой жидкости.

Предположим, что необходимая для образования АВПД избыточная линейная скорость фильтрации поровой воды в глинистой покрышке может быть определена с помощью обобщенного закона Дарси (I.6):

$$\Delta q_v = \frac{k_{\text{пр. п}}}{\mu_{\text{п}}} \left(\frac{p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}}{\Delta h_{\text{п}}} - G_{0\text{к}} \right) \quad \text{при} \quad \frac{p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}}{\Delta h_{\text{п}}} \geq G_{0\text{к}}, \quad (\text{I.7})$$

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

Градиент $G_{0\text{к}}$ (I.6) введен в связи с предположением, что в тонких порах глинистых пород фильтрующаяся пластовая вода может приобрести свойства неньютоновской жидкости. При очень малых градиентах давления, когда $(p_{\text{ср}} - p_{\text{н}}) / \Delta h_{\text{п}} > G_{0\text{к}}$, влиянием начального градиента $G_{0\text{к}}$ можно пренебречь и для описания фильтрации воды использовать линейную форму закона Дарси. Экспериментальная количественная оценка истинной скорости фильтрации воды, находящейся в тончайших порах глинистых пород, встречает большие трудности, связанные с длительностью наблюдений и с весьма малыми значениями измеряемой величины. Например, очень точные экспериментальные исследования, выполненные А. И. Котовым и С. В. Нерпиным (1958 г.) на охлажденной до $t = 5,5^\circ\text{C}$ воднобензольной 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 $\tau_0 = 5 \cdot 10^{-4}$ Па.

Аналогичные данные о сдвиговой прочности воды были получены при комнатной температуре И. Ф. Бондаренко и С. В. Нерпиным в 1972 г. при изучении свойств воды в стеклянных и кварцевых капиллярах.

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

$$G_0 = 2\tau_0/r. \quad (I.8)$$

Как видно из (I.8), начальный градиент давления обратно пропорционален радиусу капилляра. Существует мнение, что в глинистых покрышках начальный градиент давления должен быть значительно выше наблюдаемых в природных условиях гидродинамических градиентов, что обеспечит покрышкам свойства водупоров. Это обычно подтверждается результатами экспериментов, демонстрирующих полное отсутствие фильтрации воды через образцы глинистых пород. Прямых определений начального градиента давления в водонасыщенных глинистых покрышках нет. Оценим его теоретически. Известно, что коэффициент проницаемости и давление прорыва глинистой покрышки определяются максимальным диаметром и числом крупных пор, формирующих поровое пространство покрышки [32]. В этих крупных порах будет наблюдаться наименьший G_0 . Если предположить, что наиболее крупные поры в глинистых покрышках, обладающих весьма высокой экранирующей способностью (группа А и В по А. А. Ханину), имеют радиус порядка 10^{-5} — 10^{-6} см, то при предельном напряжении сдвига $\tau_0 = 5 \cdot 10^{-4}$ Па = $5 \cdot 10^{-10}$ МПа, характерном для чистой воды при комнатной температуре, начальный градиент в соответствии с (I.8) будет $G_0 = 10^{-2} \div 10^{-1}$ МПа/м.

Ближкие результаты получены Р. И. Миллером и П. Ф. Лоу (1963 г.) при определении начального градиента давления при фильтрации дистиллированной воды через монтмориллонит. Для содержания 55,5 % Na-монтмориллонита по массе при температуре 10°C получены значения $G_0 = (50 \div 85) \cdot 10^{-2}$ МПа/м и при 20°C $G_0 = (6,7 \div 10) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. С увеличением влажности глины (32,3 % Na-монтмориллонит по массе) начальный градиент снижается, и при 9°C $G_0 = (9,3 \div 35) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Аналогичные результаты получены также для Li-монтмориллонита.

Больше выполнено определений кажущихся значений начального градиента. Приведем несколько примеров. М. Ю. Абелевым (1963 г.) в случае фильтрации пресной воды через уплотненный глинистый ил получены значения $G_{0к} = 0$ при давлении обжатия $5 \cdot 10^{-2}$ МПа и влажности ила 35 % до $G_{0к} = 0,31$ МПа/м при давлении обжатия $40 \cdot 10^{-2}$ МПа и влажности 27 %. С. А. Роза (1953 г.) при фильтрации дистиллированной воды через серую глину, преимущественно каолинитовую, получены необычно высокие для каолина значения $G_{0к} = (19 \div 37) \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а в случае фильтрации воды через красную глину с большим содержанием растворимых солей $G_{0к} = (2 \div 7) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

К. П. Лундиным (1935 г.) при фильтрации воды через торф определены $G_{0к} = (0,4 \div 2,1) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Во всех описанных экспериментах величина $G_{0к}$ имеет тенденцию к росту при увеличении давления обжима.

Таким образом, кажущиеся значения начального градиента давления, определенные при фильтрации дистиллированной или пресной воды при комнатной или более низкой температуре, так же как и истинные значения градиента имеют порядок не более 10^{-1} МПа/м.

Наблюдаемый в природе гидродинамический градиент давления жидкости в порых глинистых пород, залегающих в зонах АВПД, определенный экспериментально более чем в 50 скважинах Западно-Кубанского прогиба, изменяется в пределах $(p_{cp} - p_n)/\Delta h_n = (10^{-2} \div 10^{-1})$ МПа/м.

Из приведенных данных следует, что начальный градиент давления в глинистых породах даже при низкой (комнатной) температуре соизмерим с гидродинамическим градиентом давлений, наблюдаемых в природных условиях в зонах с АВПД. Однако необходимо учесть, что предельное напряжение сдвига τ_0 , от которого в конечном итоге зависит начальный градиент G_0 , существенно уменьшается с увеличением пластовой температуры и минерализации пластовых вод. Уменьшение толщины пленки связанной воды на кварцевой поверхности с ростом минерализации воды подтверждено экспериментально (М. М. Кусаков, Л. И. Мекеницкая, 1959).

Из рис. 8 видно резкое снижение аномальной вязкости воды в капилляре с увеличением температуры. При температуре 65—70 °С вязкость воды в микрокапиллярах уже не отличается от объемной, т. е. действие поверхностных сил становится неощутимым. Н. В. Чураев приходит к выводу, что при $t > 65 \div 70$ °С вода, по-видимому, не образует граничных слоев с особыми физическими свойствами. В природных условиях в зонах АВПД имеют место еще более высокие температуры.

Приведенные выше 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 АВПД. На основании изложенного примем, что избыточная скорость фильтрации воды по крупным порам покрышек описывается уравнением Дарси

$$\Delta q_v = \frac{k_{пр. п}}{\mu_{п}} \left(\frac{p_{cp} - p_n}{\Delta h_n} \right). \quad (I.9)$$

Этот вывод получен теоретически. В лабораторной практике экспериментально до сих пор не подтверждена применимость закона Дарси к фильтрации воды через глинистые породы. Дело в том, что фильтрацию воды через образцы глинистых пород-покрышек в лабораторных условиях трудно наблюдать в связи с ее чрезвычайно низкой скоростью. Например, при коэффициенте фильтрации $k_{пр. п}/\mu_{п} = 10^{-6}$ мкм²/(Па·с) и перепаде давления $\Delta p = 3$ МПа 1 см³ воды пройдет через образец глины длиной 3 см и площадью поперечного сечения 10 см² лишь за 10 сут. Это теоретическая оценка. Практически скорость фильтрации в лабора-

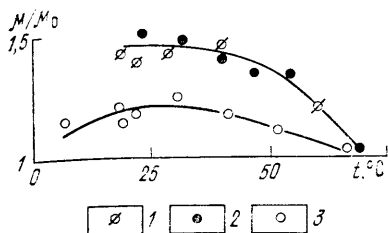


Рис. 8. Зависимость отношения вязкостей μ/μ_0 воды в кварцевых капиллярах различного радиуса r от температуры t (по Н. В. Чураеву, 1974 г.).

Радиус r , мкм: 1 — 0,046, 2 — 0,05, 3 — 0,17; μ — вязкость при температуре t ; μ_0 — вязкость при начальной температуре 20°C

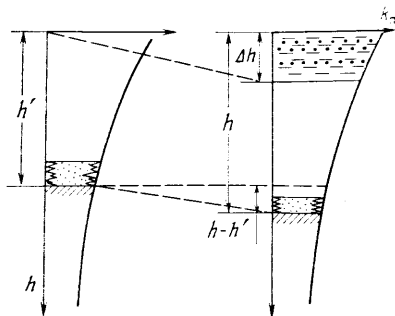


Рис. 9. Схема к определению линейной скорости фильтрации воды в процессе уплотнения осадков

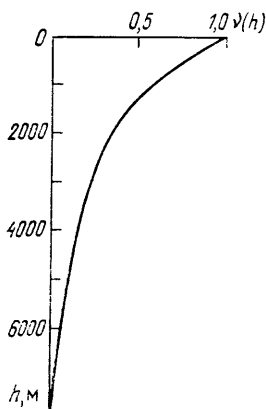


Рис. 10. Схематическая зависимость изменения коэффициента уплотнения пород $v(h)$ от глубины h

торных условиях будет еще ниже, поскольку ничтожная недонасыщенность порового пространства ядра водой снижает эффективную проницаемость 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 нами коллектора, или зоны АВПД, равна S . За время ΔT на площади S отложился слой молодых осадочных пород мощностью Δh , что привело

к дополнительному уплотнению пород, слагающих разрез, и погружению изучаемого коллектора (рис. 9). Учитывая схематичность нашего расчета, будем считать, что разрез, расположенный ниже подошвы 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, скорость осадконакопления составит $\varphi = \Delta h / \Delta T$. За это же время подошва залежи, которая в момент $\Delta T = 0$ находилась на глубине h' , погрузится до современной глубины h (рис. 10). Ясно, что $h - h' < \Delta h$, благодаря уплотнению пород, слагающих разрез. Можно оценить количество воды, отжатой из уплотненных пород за время T при скорости осадконакопления φ :

$$\Delta V_{\varphi} = -S \left(\int_{h'}^{\infty} k_{п} dh - \int_h^{\infty} k_{п} dh \right) = S \int_h^{h'} k_{п} dh. \quad (I.10)$$

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

$$k_{п. ср} = \frac{1}{h - h'} \int_h^{h'} k_{п} dh. \quad (I.11)$$

Тогда уравнение (I.10) можно записать в виде

$$\Delta V_{\varphi} = S k_{п. ср} (h - h'). \quad (I.12)$$

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 веса новообразований одновременно с уменьшением объема порового пространства будет происходить дополнительный нагрев воды, что приведет к ее расширению:

$$\Delta V_t = \alpha_t S (h - h') k_{п. ср} \Gamma (h - h'), \quad (I.13)$$

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

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

$$\Delta V_{\varphi} + \Delta V_t = S k_{п. ср} (h - h') [1 + \alpha_t \Gamma (h - h')]. \quad (I.14)$$

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

$$q_v = \alpha (\Delta V_{\varphi} + \Delta V_t) / \Delta T S = \alpha k_{п. ср} \varphi' [1 + \alpha_t \Gamma (h - h')], \quad (I.15)$$

где $\varphi' = (h - h')/\Delta T$ — скорость погружения осадков на глубине h ; α — коэффициент, показывающий, какая часть общего объема отжатой из породой воды фильтруется вертикально через покрывку ($\alpha \rightarrow 1$ 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, можно прийти к соотношению

$$\varphi'/\varphi = (h - h')/\Delta h \approx k_n^h/k_n^{h=0} \approx v(h). \quad (I.16)$$

Значение $v(h) = 1$ — вблизи поверхности и $v(h) \rightarrow 0$ — на большой глубине, где $k_n^h \rightarrow 0$ (см. рис. 10).

Учитывая (I.16), уравнение (I.15) запишем:

$$q_v = [1 + \alpha_t \Gamma \Delta h v(h)] \alpha k_{п.ср} v(h) \varphi. \quad (I.17)$$

С помощью (I.17) оценим роль теплового расширения элизионных вод в процессе погружения осадков. Для этого примем $\alpha_t = 50 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$; $\Gamma = 3 \cdot 10^{-2} \text{ }^\circ\text{C/м}$; $\Delta h = 10^3$ м и $v(h) < 1$. Тогда $\alpha_t \Gamma \Delta h v(h) < 0,015$. Это значительно меньше 1. Другими словами, влиянием теплового расширения фильтрующихся элизионных вод вполне можно пренебречь и уравнение (I.17) записать в значительно более простой форме:

$$q_v \approx \alpha k_{п.ср} v(h) \varphi. \quad (I.18)$$

Приведенное решение приближенное. Ниже будет показано, что пренебречь расширением поровой воды при погружении можно лишь в породах, значение коэффициента сжимаемости пор которых по абсолютной величине значительно больше коэффициента теплового расширения воды. В плотных, низкопроницаемых и слабосжимаемых породах, поры которых гидродинамически очень слабо связаны между собой, при погружении возникает термодинамический градиент давления поровой воды, увеличивающий скорость восходящей фильтрации. Роль этого явления значительна на больших глубинах в тектонически активных зонах бассейна, характеризующихся высокой скоростью погружения осадков. Нефть и газ не будут препятствием для восходящей фильтрации элизионных вод, поскольку фазовая проницаемость для воды в нефте- или газонасыщенном коллекторе, как бы мала она ни была, будет выше водопроницаемости покрывок над залежами с АВПД. Свободная и рыхлосвязанная вода в продуктивных коллекторах играет роль буфера, не позволяющего повышать пластовое давление в коллекторе за счет теплового расширения углеводородов. Исключение, по-видимому, составят 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 решающую роль в создании АВПД начинает играть тепловое расширение нефти или газа, происходящее при погружении осадков.

Такие залежи характеризуются практически безводной эксплуатацией в течение длительного периода разработки. Вероятно, к этому случаю близки залежи нефти, встреченные в баженовских аргиллитах Салымского района Западной Сибири. Однако эти условия скорее являются исключением из общего механизма образования АВПД.

Водопроницаемость глинистых покрышек

Для оценки величин коэффициента водопроницаемости глинистых покрышек для коллекторов с аномально высоким давлением воспользуемся уравнением Дарси (I.9) и выражением для избыточной скорости фильтрации воды при уплотнении осадочных пород. Избыточная фильтрация воды через глинистые породы будет иметь место под действием аномально высокого пластового давления, которое создается в изучаемом разрезе в том случае, если наблюдаемая скорость осадконакопления φ превышает некоторое критическое значение $\varphi_{кр}$. Преобразуем уравнение (I.18) для определения избыточной (под действием АВПД) скорости фильтрации воды:

$$\Delta q_v = \alpha k_{п. ср} v(h) (\varphi - \varphi_{кр}). \quad (I.19)$$

Подставив (I.19) в (I.9), получим

$$\alpha k_{п. ср} v(h) (\varphi - \varphi_{кр}) = (k_{пр. п} / \mu_{п}) [(p_{ср} - p_{н}) / \Delta h_{п}].$$

Откуда коэффициент фильтрации воды через глинистую покрышку может быть определен:

$$k_{пр. п} / \mu_{п} = [\alpha k_{п. ср} v(h) \Delta h_{п} / g \delta_v h (K_a - 1)] (\varphi - \varphi_{кр}), \quad (I.20)$$

где $K_a = p_{ср} / p_{н}$ — коэффициент аномальности порового давления; $p_{н} = g \delta_v h$ — нормальное гидростатическое поровое давление (g — ускорение свободного падения; δ_v — средняя плотность пластовой воды в разрезе; h — глубина до подошвы покрышки); $p_{ср}$ и $p_{н}$ — должны быть приведены к какой-либо одной отметке для исключения влияния пьезометрического эффекта.

Все величины, стоящие в правой части (I.20), могут быть определены по результатам геологического и геофизического изучения разрезов конкретных скважин, в которых произведены измерения пластового давления. Такие определения были выполнены по 21 скважине ряда месторождений Западно-Кубанского прогиба, имеющих залежи с аномально высоким давлением флюидов (табл. 1).

Определение мощности глинистых покрышек, имеющих аномальное поровое давление, выполнено по данным изучения удельного электрического сопротивления глин 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. Значение h' находилось как разность $h - \Delta h v(h)$. Для залежей с АВПД, расположенных на больших

Таблица 1

Результаты определения коэффициентов фильтрации и проницаемости глинистых покрышек

Площадь	Номер скважины	Интервал залегания покрышки в зоне АВПД, м	Возраст	K_a на глубине подошвы покрышки	$\Delta h \cdot 10^3$, м	$\frac{k_{пр.п.} \cdot 10^5}{\frac{h_{п.}}{Па \cdot с}}$	$k_{пр.п.} \cdot 10^6$, МКМ ²
Краснодарская Новодмитриевская	1	2100—3300	Олигоцен—миоцен	1,8	1,2	1,42	0,53
	14	1590—2540	Эоцен—миоцен	1,3	0,95	3,25	1,38
	22	1900—2850	"	1,3	0,95	1,91	0,76
	34	1900—2850	"	1,31	0,95	2,2	0,88
	40	1820—2820	"	1,28	1,0	2,48	0,99
	50	1900—2860	"	1,29	0,96	1,77	0,71
	123	1900—2640	"	1,33	0,74	1,73	0,71
	124	1700—2650	"	1,29	0,95	2,54	1,05
	250	1620—2570	"	1,36	0,95	1,87	0,8
	275	1800—2880	"	1,36	1,08	1,9	0,76
Северская	1	4320—5320	Эоцен—олигоцен	1,5	1,0	0,16	0,05
	1	2360—4460	Олигоцен—миоцен	1,9	2,1	0,44	0,145
Восточно-Афипская	52	1850—2850	Эоцен—миоцен	1,3	1,0	2,17	0,87
	59	1810—2810	"	1,35	1,0	1,83	0,73
Медведовская	1	3300—4300	Палеоцен—нижний мел	1,67	1,0	0,182	0,062
	2	3190—4190	То же	1,6	1,0	0,235	0,082
Южно-Андреевская	3	2760—3860	Эоцен—миоцен	1,96	1,1	0,418	0,149
	35	2890—4140	Эоцен—олигоцен	1,81	1,25	0,26	0,091
Левкинская	60	2200—4600	"	1,71	2,6	0,361	0,117
	85	2390—4390	"	1,85	2,0	0,24	0,079
	90	2350—4350	"	1,85	2,0	0,27	0,09

глубинах в мощной толще глинистых пород, коэффициент α в (I.20) принят равным 1.

Ниже будет показано, что залежь с АВПД не может существовать долгое время без непрерывного пополнения упругой энергии пласта за счет вертикальной фильтрации флюидов. Поэтому современное значение аномальных пластовых давлений обязано новейшим тектоническим движениям земной коры. Исходя из этого положения, при определении коэффициента фильтрации воды через глинистые покрышки в пределах Западно-Кубанского прогиба использовалась скорость осадкообразования φ в плиоценовое и четвертичное время. За величину $\varphi_{кр}$ была принята средняя скорость $\varphi_{кр} = 10$ м/млн лет, полученная путем приближенной экстраполяции зависимости $K_a = f(\varphi)$ (рис. 11).

На рис. 12 изображены результаты изучения коэффициента фильтрации покрышек от верхнемелового до миоценового возрастов (см. табл. 1). Как видно, в интервале глубин от 2500 до 5500 м имеет место тесная связь между коэффициентом фильтрации воды через покрышку и современной глубиной ее залегания. Эта зависимость описывается уравнением

$$k_{пр. п}/\mu_{п} = 2,2 \cdot 10^{-3}/h^{4,5}, \quad (I.21)$$

где $k_{пр. п}/\mu_{п}$ — коэффициент фильтрации воды через покрышку, мкм²/(Па·с); h — глубина залегания покрышки в км; $2,2 \cdot 10^{-3}$ — постоянный коэффициент.

На рис. 13 представлена зависимость коэффициента водопроницаемости глинистых покрышек от глубины 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. Может быть, это предположение не является строгим. Однако оно дает возможность оценить порядок коэффициента водопроницаемости глинистых покрышек методом, отличающимся по сути от лабораторного.

Зависимость коэффициента водопроницаемости глинистых пород-покрышек в том же интервале глубин описывается уравнением

$$k_{пр. п} = 1,4 \cdot 10^{-6}/h^5, \quad (I.22)$$

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

Таким образом, глинистые породы-покрышки от нижнемелового до миоценового возраста, залегающие под залежами флюидов с аномально высоким давлением, закономерно уменьшают проницаемость от $1 \cdot 10^{-8}$ мкм² на глубине 2500 м до $5 \cdot 10^{-10}$ мкм² на глубине 5500 м.

Столь низкое значение коэффициентов проницаемости экспериментально удается измерить лишь по газу. По данным А. А. Ханина [32] породы с такой газопроницаемостью относятся к покрышкам с высокой и весьма высокой экранирующей способ-

Рис. 11. Статистическая зависимость между коэффициентом аномальности K_a и скоростью осадконакопления пород φ в Западно-Кубанском прогибе

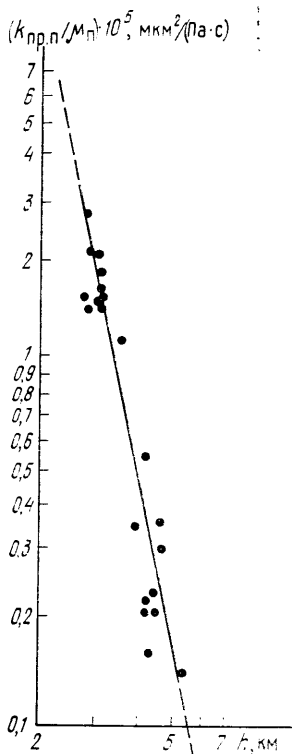
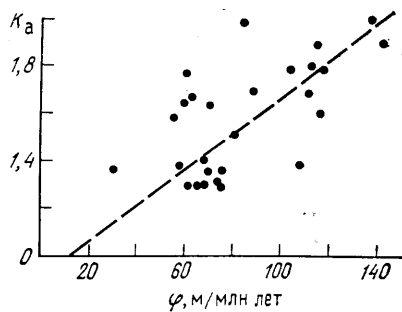


Рис. 12. Изменение коэффициента фильтрации $k_{пр.п}$ воды через глинистые породы-покрышки Западно-Кубанского прогиба от глубины залегания h

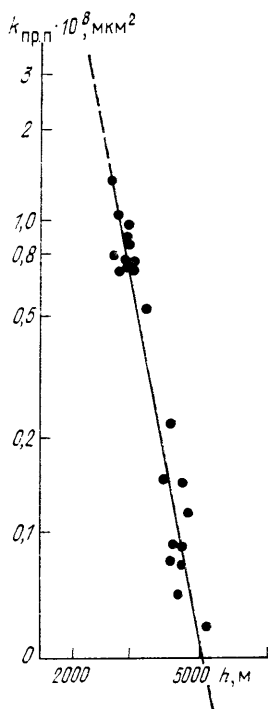


Рис. 13. Изменение коэффициента водопроницаемости $k_{пр.п}$ глинистых пород-покрышек Западно-Кубанского прогиба от глубины их залегания h

ностью (группа А и В). Совпадение числовых значений коэффициентов проницаемости, определенных двумя различными способами, положительно характеризует предложенную методику

определения водопроницаемости глинистых пород в естественном залегании.

Произведем еще одну проверку этой методики путем теоретической оценки нижней границы коэффициента проницаемости глинистых пород с использованием данных об адсорбционных способностях глинистых минералов.

Для этой оценки 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, а также, что прочно связанная вода глинистых минералов по своей природе относится к кристаллизационной воде поверхностных филогидратов этих минералов и при расчете пористости исключается из общего влагосодержания глины (по Л. И. Кульчицкому, 1972 г.). Будем считать также, что самое низкое (минимальное) значение коэффициента проницаемости достигается 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 модели глинистой породы, характерной для перечисленных условий предельного состояния,

$$k_{п \text{ min}} = b_K S_a / 2, \quad (I.23)$$

где S_a — удельная адсорбционная поверхность глинистой породы, см^{-1} ; b_K — толщина монослоя воды (кинетический диаметр молекулы воды), см .

Но

$$S_a = Q (1 - k_{п \text{ min}}) \delta_M / \delta, \quad (I.24)$$

где Q — обменная адсорбционная емкость породы, $\text{мг} \cdot \text{экв} / \text{г}^1$; δ_M — минералогическая плотность породы, $\text{г} / \text{см}^3$; δ — плотность заряда двойного слоя, $\text{мг} \cdot \text{экв} / \text{см}^2$.

Подставив (I.24) в (I.23) и разрешив его относительно $k_{п \text{ min}}$, будем иметь:

$$k_{п \text{ min}} = \frac{b_K Q \delta_M / 2\delta}{1 + b_K Q \delta_M / 2\delta}. \quad (I.25)$$

Если принять $b_K = 3 \cdot 10^{-8}$ см ; $\delta = 5 \cdot 10^{-8}$ $\text{мг} \cdot \text{экв} / \text{см}^2$; $\delta_M = 2,75$ $\text{г} / \text{см}^3$, уравнение (I.25) упростится:

$$k_{п \text{ min}} = 0,82 / (1 + 0,82Q). \quad (I.26)$$

¹ $\text{мг} \cdot \text{экв} / \text{г}$ — практическая единица, в СИ она эквивалентна ммоль/г.

Обменная адсорбционная емкость глинистых пород изменяется в широких пределах от $4 \cdot 10^{-2}$ для каолинита до 160×10^{-2} мг-экв/г для монтмориллонита. Причем, если значения адсорбционной емкости каолинита, вычисленные по данным адсорбции паров воды, метиленового голубого и газа криптона мало отличаются друг от друга, то адсорбционная емкость Na- и Са- монтмориллонита по криптону оказывается приблизительно в 5 раз ниже, чем по воде и метиленовому голубому. Это объясняется тем, что адсорбция криптона, имеющего достаточно большую молекулу, зависит от величины внешней поверхности глинистых минералов, в то время как на адсорбцию воды или метилового голубого влияет также внутренняя поверхность монтмориллонита. В нашем расчете представляет интерес именно внешняя поверхность глинистых минералов. Поэтому при определении $k_{п\ min}$ по (1.26) для монтмориллонита мы уменьшили максимальное значение Q , полученное путем адсорбции метиленового голубого, в 5 раз.

Чистые глинистые породы, имеющие пористость ниже указанного на рис. 14 предела, приобретают хрупкость и снижают свои экранлирующие свойства.

Для определения наименьшей проницаемости представим глинистую породу в виде модели с системой трещин в трех взаимно перпендикулярных направлениях. По Е. С. Ромму (1966 г.) проницаемость такой модели

$$k_{пр\ min} = 5,63 \cdot 10^6 b_R^2 k_{п\ min}. \quad (I.27)$$

Или, подставив в (I.27) для монослоя воды $b_R = 3 \cdot 10^{-8}$ см, получим

$$k_{пр\ min} = 51 \cdot 10^{-10} k_{п\ min}. \quad (I.28)$$

С помощью уравнения (I.28) можно выполнить приближенную оценку нижнего предела проницаемости глинистых пород. Результаты вычислений следующие: для гидрослюдистых глин емкость обмена $(5 \div 20) \cdot 10^{-2}$ мг-экв/г, коэффициент пористости 0,04—0,1, коэффициент проницаемости $(2 \div 5) \cdot 10^{-10}$ мкм²; для монтмориллонитовых глин емкость обмена $(20 \div 150) \cdot 10^{-2}$ мг-экв/г, коэффициент пористости 0,1—0,2, коэффициент проницаемости $(5 \div 10) \times 10^{-10}$ мкм².

Необходимо отметить, что наиболее низкое значение коэффициента водопроницаемости глинистой покрышки, определенное в конкретной скважине на глубине 5500 м по описанной выше методике, составило $5 \cdot 10^{-10}$ мкм², что хорошо согласуется с приведенной выше теоретической оценкой.

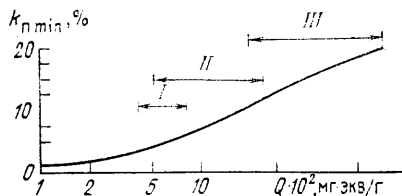


Рис. 14. Теоретическая зависимость изменения минимального коэффициента пористости $k_{п\ min}$ пластичных глинистых пород от обменной адсорбционной емкости Q .

I — каолин; II — гидрослюды; III — монтмориллонит

Таким образом, коэффициенты проницаемости глинистых покрышек, определенные по газу и вычисленные теоретически, удовлетворительно согласуются с результатами определения водопроницаемости покрышек в естественном залегании по предлагаемой методике.

Возможность оценки проницаемости покрышек в естественном залегании на значительной территории представляет большой научный интерес при рассмотрении вопросов миграции и аккумуляции нефти и газа.

Как показано выше, в разрезе Западно-Кубанского прогиба в чистых тонкодисперсных глинистых породах нижнемелового — 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 $1 \cdot 10^{-8}$ мкм² на глубине 2500 м и до $0,5 \cdot 10^{-10}$ мкм² на глубине 5500 м.

Покрышки указанных групп практически непроницаемы для свободных углеводородов (газа или нефти) и имеют очень низкий коэффициент диффузии (порядка 10^{-9} — 10^{-7} см²/с), не позволяющий предположить наличие существенного переноса углеводородов диффузией. Однако эти же покрышки, вероятно, допускают миграцию через них углеводородов в водорастворенном виде.

Анализ условий сохранения аномально высоких пластовых давлений

Рассмотрим следующую модель замкнутого резервуара с аномально высоким пластовым давлением (рис. 15). Литологически экранированный коллектор (линза) мощностью Δh_k , имеющий аномально высокое давление флюида и залегающий на глубине h , перекрыт глинистой толщей. Глинистые породы, залегающие непосредственно над коллектором, мощностью 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 покрышки может быть выделена по геофизическим методам исследования скважин.

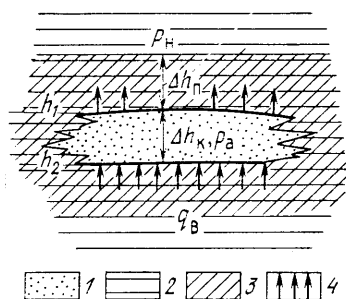


Рис. 15. Модель литологически экранированного коллектора с аномально высоким пластовым давлением.

1 — песчаник; глина: 2 — с нормально гидростатическим давлением поровой жидкости, 3 — с аномально высоким давлением поровой жидкости; 4 — направление эллизионной фильтрации в глинистой толще

Оценим время, в течение которого произойдет снижение пластового давления в указанном коллек-

торе за счет фильтрации пластовой воды только через его кровлю. Возможная фильтрация флюида из коллектора через подошву за- лежи лишь ускорит снижение давления.

Как уже условились, будем считать, что фазовая проницае- мость покрышки и подстилающих глинистых пород для свободных углеводородов значительно ниже фазовой проницаемости для воды. Одновременно через подошву в коллектор поступает вода в ре- зультате вертикальной миграции в процессе уплотнения лежащей ниже толщи осадочных пород. Для решения поставленной задачи воспользуемся дифференциальным уравнением Фурье для неуста- новившейся прямолинейно-параллельной фильтрации упругой жид- кости через упругую среду¹

$$\partial^2 p / \partial h^2 = (1/\kappa) (\partial p / \partial T), \quad (1.29)$$

где p — давление флюида в залежи на глубине h ; T — время;

$$\kappa = k_{пр} / \{ \mu k_{п} [\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}] \},$$

κ — коэффициент пьезопроводности коллектора, имеющего про- ницаемость $k_{пр}$, пористость $k_{п}$, коэффициент сжимаемости пор в ус- ловиях весьма медленных деформаций $\beta_{п}(\tau, t)$ (точнее, коэффи- циент необратимого уплотнения [8]), сжимаемость пластовой жидкости $\beta_{ж}$ и ее вязкость μ .

Решение уравнения (1.29) выполним для следующих условий:

1) в начальный момент времени $T=0$ аномальное давление жидкости в пласте постоянно и равно p_a ;

2) средняя величина пластового давления в коллекторе мощ- ностью $\Delta h_{к} = h_2 - h_1$ в любой момент времени

$$p_{ср} = \frac{1}{\Delta h_{к}} \int_{h_2}^{h_1} p \, dh;$$

3) избыточная линейная скорость фильтрации жидкости, по- ступающей в пласт через его подошву за счет уплотнения ниже- лежащих пород,

$$\Delta q_v = \frac{k_{пр}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial h} \Big|_{h=h_2};$$

4) эвакуация избыточной жидкости из пласта происходит только через его кровлю, причем в силу неразрывности фильтра- ции на этой границе сохраняется равенство линейных скоростей в пласте и покрышке:

$$\frac{k_{пр}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial h} \Big|_{h=h_1} = \frac{k_{пр.п}}{\mu_{п}} \left[\frac{(p_{ср} - p_{п})}{\Delta h_{п}} - G_{ок} \right]_{h=h_1},$$

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

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

Проинтегрируем правую и левую части (I.29), отнеся интеграл к единице мощности коллектора:

$$\frac{1}{\Delta h_{\kappa}} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial^2 p}{\partial h^2} dh = \frac{1}{\Delta h_{\kappa} \varkappa} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial p}{\partial T} dh. \quad (I.30)$$

Вычислим левую и правую части уравнения (I.30), привлекая для этого граничные и начальные условия:

$$\frac{1}{\Delta h_{\kappa}} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial^2 p}{\partial h^2} dh = \frac{1}{\Delta h_{\kappa}} \left[\frac{\Delta q_{в\mu}}{k_{пр}} - \frac{k_{пр.п}}{k_{пр}} \frac{\mu}{\mu_{п}} \left(\frac{p_{ср} - p_{н}}{\Delta h_{п}} - G_{ок} \right) \right]; \quad (I.31)$$

$$\frac{1}{\Delta h_{\kappa} \varkappa} \int_{h_1}^{h_2} \frac{\partial p}{\partial T} dh = \frac{1}{\varkappa} \frac{\partial}{\partial T} \left[\frac{1}{\Delta h_{\kappa}} \int_{h_1}^{h_2} p dh \right] = \frac{1}{\varkappa} \frac{\partial p_{ср}}{\partial T}. \quad (I.32)$$

Приравняв (I.31) к (I.32) и подставив значения \varkappa , будем иметь

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_{ср}}{\partial T} + \frac{k_{пр.п}}{\mu_{п} k_{п} [\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}] \Delta h_{п} \Delta h_{\kappa}} (p_{ср} - p_{н}) = \\ = \frac{1}{k_{п} [\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}] \Delta h_{\kappa}} \left(\Delta q_{в} + \frac{k_{пр.п}}{\mu_{п}} G_{ок} \right). \end{aligned} \quad (I.33)$$

Интегрирование (I.33) позволяет получить выражение для определения времени снижения пластового давления в общем виде с учетом восходящей фильтрации и начального градиента:

$$T = \frac{k_{п} (\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}) \Delta h_{\kappa}}{\mu_{п} \Delta h_{п}} \ln \frac{\frac{k_{пр.п}}{\mu_{п}} \left(\frac{p_a - p_{н}}{\Delta h_{п}} - G_{ок} \right) - \Delta q_{в}}{\frac{k_{пр.п}}{\mu_{п}} \left(\frac{p_{ср} - p_{н}}{\Delta h_{п}} - G_{ок} \right) - \Delta q_{в}}. \quad (I.34)$$

Решение уравнения Фурье для неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации, представленное (I.34), показывает, что время снижения аномального давления в гидравлически изолированном коллекторе в общем случае тем больше, чем меньше коэффициент фильтрации покрышки $k_{пр.п}/\mu_{п}$, чем больше мощность покрышки $\Delta h_{п}$, чем больше мощность коллектора Δh_{κ} , содержащего аномальное давление, и чем выше запас упругой энергии в этом коллекторе $k_{п} [\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}]$. Кроме того, время существования АВПД в пласте зависит от соотношения скорости восходящей фильтрации вод $q_{в}$ и «пропускной способности» покрышки. Полученное соотношение весьма логично и может быть использовано для численной оценки времени существования залежи, для чего необходимо количественно оценить некоторые параметры, входящие в (I.34).

Уравнению (I.34) можно придать более определенный вид, если учесть полученное для скорости фильтрации выражение (I.19), а также, что $G_{0к} \ll (\rho_{ср} - \rho_{п})/\Delta h_{п}$:

$$T = \frac{k_{п.п} [\beta_{п}(\tau, t) + \beta_{ж}] \Delta h_{к}}{\frac{k_{п.п}}{\mu_{п} \Delta h_{п}}} \ln \frac{\frac{k_{п.п}}{\mu_{п}} \left(\frac{\rho_{а} - \rho_{п}}{\Delta h_{п}} \right) - \alpha k_{п.ср\nu}(h) (\varphi - \varphi_{кр})}{\frac{k_{п.п}}{\mu_{п}} \left(\frac{\rho_{ср} - \rho_{п}}{\Delta h_{п}} \right) - \alpha k_{п.ср\nu}(h) (\varphi - \varphi_{кр})}. \quad (I.35)$$

Прежде чем воспользоваться полученным уравнением для определения времени расформирования залежи АВПД, выполним оценку возможной водопроницаемости глинистых покрышек. При вычислении зависимости времени существования залежей с АВПД от коэффициента водопроницаемости покрышки и скорости осадконакопления (рис. 16) использовались геологические параметры, типичные для эоцен-олигоценых и нижнемеловых отложений Западно-Кубанского прогиба: $\Delta h_{к} = 0,1 \cdot 10^5$ см; $\Delta h_{п} = 0,3 \cdot 10^5$ см; $\beta_{п}(\tau, t) = 20 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; $\beta_{ж} = 0,4 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; $k_{п} = 20$ %; $\rho_{а} = 1,6 \rho_{п}$; нижнее значение $\rho_{ср} = 1,02 \rho_{п}$.

Из рис. 16 следует, что лучшие из существующих покрышек в Западно-Кубанском прогибе могли бы удержать АВПД в залежи без пополнения запаса жидкости за счет вертикальной миграции элизионных вод ($\varphi - \varphi_{кр} = 0$) в течение 0,4—4 млн лет. Глинистые покрышки, обладающие теоретически минимальной водопроницаемостью $(2 \div 5) \cdot 10^{-10}$ мкм 2 , при тех же условиях могли бы удержать аномальное давление в залежи не более 10 млн лет. График показывает, что только при поддержании скорости осадконакопления $(\varphi - \varphi_{кр}) = 40 \div 300$ м/млн лет покрышки с проницаемостью $10^{-9} \div 10^{-8}$ мкм 2 могут удерживать аномальное пластование давление до тех пор, пока не наступит перерыв в осадконакоплении. За время перерыва в осадконакоплении движение элизионных вод затухает и аномально высокое давление жидкости

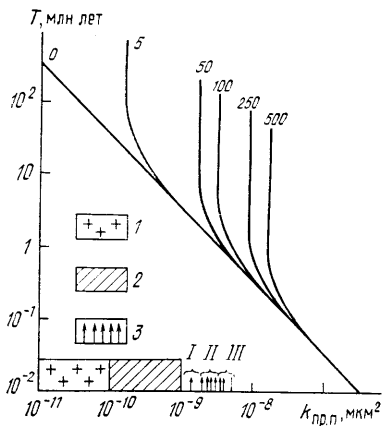


Рис. 16. Палетка для определения времени существования залежей с АВПД.

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

в залежи за время, меньшее 10 млн лет, снижается до нормального гидростатического. По-видимому, лишь массивные соляные покрывки исключение из этого правила. В силу возможной чрезвычайно низкой водопроницаемости соленосных толщ гидравлически изолированные залежи с АВПД под ними могут существовать миллионы и даже сотни миллионов лет без пополнения пластовой энергии.

Подведем итоги выполненной оценки времени сохранения залежей с АВПД, перекрытых глинистыми покрывками.

1. Аномально высокое давление пластовой жидкости в пласте сохраняется тем дольше, чем ниже проницаемость покрывки $k_{пр. п}$. Как свидетельствуют экспериментальные исследования сухих глинистых пород [32], наиболее низкие значения проницаемости по газу имеют порядок 10^{-9} мкм². Теоретически самое низкое значение коэффициента проницаемости по воде для однородных глин находится в пределах 10^{-10} — 10^{-9} мкм². Если использовать среднее из этих значений проницаемости $0,5 \cdot 10^{-9}$ мкм², то согласно (I.35), для геологических условий, типичных, например, для Западно-Кубанской впадины, при отсутствии притока жидкости в пласт ($\varphi - \varphi_{кр} = 0$) аномально высокое пластовое давление может сохраниться не более 10 млн лет.

Приведенный пример указывает на то, что наличие аномально высоких пластовых давлений в песчано-глинистых породах различного возраста, которые мы наблюдаем в природе сегодня, обязано влиянию новейших тектонических движений земной коры в четвертичное и, возможно, плиоценовое время. Более древние образования пластового давления вряд ли могли сохраниться до настоящего времени из-за прерывистого характера осадконакопления, наиболее часто наблюдаемого в природе.

2. Залечь с АВПД может существовать бесконечно долго ($T \rightarrow \infty$), если происходит непрерывная компенсация расхода жидкости через покрывку притоком жидкости за счет вертикальной фильтрации флюидов. Это условие на основании (I.35) можно записать как

$$\alpha k_{п. ср} v(h) (\varphi - \varphi_{кр}) = \frac{k_{пр. п}}{\mu_{п}} \left(\frac{p_{ср} - p_{н}}{\Delta h_{п}} \right). \quad (I.36)$$

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

$$(\varphi - \varphi_{кр}) = \frac{k_{пр. п}}{\mu_{п}} \left(\frac{p_{ср} - p_{н}}{\Delta h_{п}} \right) \frac{1}{\alpha k_{п. ср} v(h)}. \quad (I.37)$$

Чем выше требуемое значение φ , тем менее благоприятны условия для сохранения АВПД. При $\varphi < \varphi_{кр}$ аномально высокие давления сохраняться не будут или будут сохраняться очень короткое время. Другими словами, при $\varphi < \varphi_{кр}$ возникают условия, неблагоприятные для существования АВПД.

Уравнение (I.37) показывает также, что возникновение АВПД на малых глубинах мало вероятно, так как еще не сформирова-

лись глинистые покрывки низкой проницаемости. В этих условиях $k_{пр.п}/\mu_{п}$ велико и требуется чрезмерно большая скорость осадко-накопления для того, чтобы выполнить условие (I.37). Исключение в данном случае составляют глинистые покрывки монтмориллонитового состава.

Мало вероятно также сохранение аномально высокого давления в залежах, находящихся на очень больших глубинах, где запас жидкости в порах осадочных пород мал ($k_{п.ср}$ — мало и $v(h) \rightarrow 0$), и вблизи хорошо дренируемых отложений ($\alpha \rightarrow 0$). Повидимому, имеют место какие-то оптимальные по глубине и уплотнению пород условия для возникновения АВПД в разрезе.

3. Согласно (I.37) время сохранения АВПД в пласте пропорционально сумме коэффициентов сжимаемости пористой среды и заполняющего поры флюида. Поскольку коэффициент сжимаемости газа выше коэффициента сжимаемости нефти, при прочих равных условиях аномальное давление в газовой залежи сохранится дольше, чем в нефтяной.

Однако необходимо отметить, что рассмотренная модель гравитационного уплотнения не учитывает изменение температуры пород в недрах Земли. Это изменение температур может происходить при погружении пород на большую глубину и за счет глобального изменения климата Земли в определенные геологические эпохи. Изменение температуры пород должно изменить термодинамические состояния насыщающих флюидов, т. е. поровое и пластовое давления. Ниже рассмотрим это явление более детально.

1.4. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ ПОРОВЫХ ВОД

Предположим, что в какой-то момент геологической истории в древнем осадочном бассейне установилось гидродинамическое равновесие, при котором пластовое давление воды в коллекторах и поровое давление в плотных породах p' изменяются с глубиной h по законам гидростатики:

$$p' = g\bar{\delta}_в(h - h_{ст}), \quad (I.38)$$

где $h_{ст}$ — глубина статического уровня воды; $\bar{\delta}_в$ — средневзвешенная по мощности отложений плотность пластовой воды.

Пусть в следующий момент изменились условия залегания породы. Изменилось горное давление в породах σ за счет отложения новых осадков, эрозии, образования толщи многолетнемерзлых пород или за счет тектонических процессов, изменилась температура пород t в результате глобальных изменений среднегодовой температуры или погружения осадков. Эти внешние причины приведут к объемным деформациям пород, их порового пространства и насыщающей жидкости.

Относительные изменения объема пор $dV_{п}/V_{п}$ и поровой воды $dV_{в}/V_{в}$ (по В. М. Добрынину):

$$\begin{aligned} -dV_{п}/V_{п} &= \beta_{п} d(\sigma - p) + \beta_{тв} dp - \alpha_{тв} dt, \\ -dV_{в}/V_{в} &= \beta_{в} dp - \alpha_{в}(t) dt, \end{aligned} \quad (I.39)$$

где $\beta_{п}$, $\beta_{тв}$, $\beta_{в}$ — коэффициенты сжимаемости соответственно пор породы, минералов (твердой фазе), воды; $\alpha_{в}(t)$ — коэффициент теплового расширения воды.

В плотных, плохопроницаемых разностях пород, объем которых доминирует в разрезах древних осадочных бассейнов, поры и пустоты гидравлически слабо связаны между собой. В предельном случае полной гидравлической изоляции таких пор относительное изменение их объема должно быть равно относительному изменению объема поровой воды: $dV_{в}/V_{в} = dV_{п}/V_{п}$. Приравнивая правые части (I.39), получим

$$\beta_{в} dp - \alpha_{в}(t) dt = \beta_{п} d(\sigma - p) + \beta_{тв} dp - \alpha_{тв} dt.$$

Откуда можно найти изменение порового давления dp , которое произойдет в результате изменения термодинамических условий залегания породы:

$$dp = \frac{\beta_{п}}{(\beta_{п} + \beta_{в} - \beta_{тв})} d\sigma + \frac{\alpha_{в}(t) - \alpha_{тв}}{(\beta_{п} + \beta_{в} - \beta_{тв})} dt. \quad (I.40)$$

Среднее нормальное напряжение для случая горизонтально залегающих слоев, как известно

$$\sigma = (2/3)\sigma_x + (1/3)\sigma_z,$$

где $\sigma_x = \sigma_y$ и σ_z — горизонтальные и вертикальные составляющие напряжения.

Поскольку с учетом бокового распора $\sigma_x = \sigma_y = [v/(1-v)]\sigma_z$, окончательно

$$\sigma = (1/3)[(1+v)/(1-v)]\sigma_z, \quad (I.41)$$

где v — коэффициент Пуассона.

С большой достоверностью можно считать, что в древнем бассейне, сложенном консолидированными породами, дополнительные небольшие изменения σ_z в результате осадкообразования или образования многолетнемерзлых пород (ММП) не приводят к изменению коэффициента Пуассона и коэффициента сжимаемости пород. Тогда, дифференцируя (I.41), получим

$$d\sigma = (1/3)[(1+v)/(1-v)] d\sigma_z, \quad (I.42)$$

где $d\sigma_z$ — изменение вертикального напряжения в результате осадкообразования или образования ММП. Или, введя в рассмотрение скорость осадкообразования $\varphi = dh_0/dT$, уравнение (I.42) можно преобразовать:

$$d\sigma = (1/3)[(1+v)/(1-v)] g \delta_{н.о} \varphi dT, \quad (I.43)$$

где $\delta_{н.о}$ — плотность новообразований.

Подставив значение (I.43) в (I.40), получим

$$dp = \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} - \beta_{\text{ТВ}}} g \delta_{\text{н.о}} \varphi dT + \frac{\alpha_{\text{в}}(t) - \alpha_{\text{ТВ}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} - \beta_{\text{ТВ}}} dt. \quad (\text{I.44})$$

Так как обычно для осадочных пород $\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} \gg \beta_{\text{ТВ}}$ и $\alpha_{\text{в}}(t) \gg \alpha_{\text{ТВ}}$, уравнение (I.44) можно упростить:

$$dp = \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} g \delta_{\text{н.о}} \varphi dT + \frac{\alpha_{\text{в}}(t)}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} dt. \quad (\text{I.45})$$

Новое значение порового давления после термодинамического изменения условий залегания будет

$$p = p' + dp = g \bar{\delta}_{\text{в}} \left[(h - h_{\text{СТ}}) + \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} \frac{\delta_{\text{н.о}}}{\delta_{\text{в}}} \varphi dT \right] + \frac{\alpha_{\text{в}}(t)}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} dt. \quad (\text{I.46})$$

Таким образом, изменение давления жидкости (минерализованной воды) в гидравлически изолированных порях плотных пород согласно (I.46) может произойти в результате образования толщи многолетнемерзлых пород и изменения температуры пород dt в разрезе. Кроме того, скорость образования ММП может быть заменена или дополнена скоростью осадкообразования. Если скорость образования ММП или осадочных новообразований оценить довольно просто, то определение изменения температуры требует дополнительных пояснений.

Исследователями палеоклимата установлены изменения среднегодовой температуры Земли в различные эпохи ее истории (рис. 17). Известно, что в течение последних 60—100 млн лет, т. е. с середины мелового периода, на Земле происходило уменьшение среднегодовой температуры.

На рис. 18 представлены некоторые результаты, полученные различными методами исследования. Так, по данным В. М. Сеницына (1970 г.) за 100 млн лет среднегодовая температура в Северном полушарии Земли снизилась на 11 °С. Причем наиболее резкое похолодание (на 5 °С) случилось в течение последнего миллиона лет и связано с серией оледенений в голоцене [2]. Эта тенденция в изменении среднегодовой температуры подтверждается также данными изотопного анализа белемнитов (К. Исилиани, 1966 г.) и изучения формы листьев ископаемых растений (Д. А. Вольф, 1978 г.) (см. рис. 18). Конечно, представленные данные усреднены по огромной территории. Они не учитывают условий (географических координат точки наблюдения, близость гор, теплых или холодных океанических течений и т. п.). Например, по данным В. М. Сеницына понижение среднегодовой температуры за те же периоды в восточной части Северного полушария, ограниченной широтами 30—80°, примерно вдвое больше приведенных средних значений для всего Северного полушария. Тем не менее, используем эти средние данные для последующих

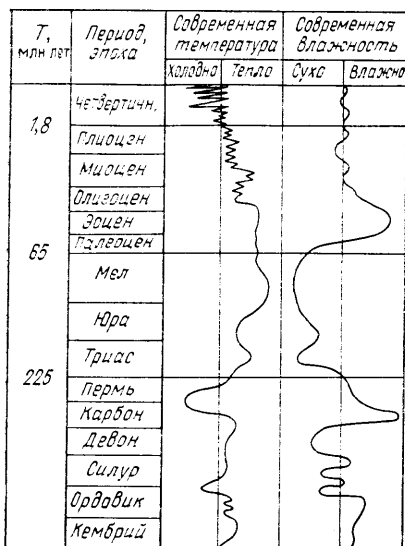


Рис. 17. Обобщенные кривые колебаний температуры и влажности на Земле [34]

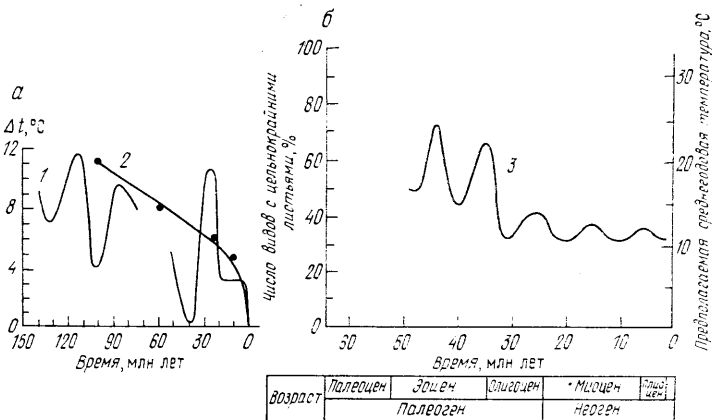


Рис. 18. Изменение среднегодовой температуры в геологическом прошлом Земли [2].

а — для Северного полушария; б — для северо-запада США. 1 — по данным изотопного анализа кислорода в белемнитах (К. Исидориани, 1966 г.), 2 — по данным комплексного изучения палеокарт (В. М. Синицын, 1970 г.); 3 — по ископаемым растениям (Д. А. Вольф, 1978 г.)

приближенных расчетов теплового поля Земли, которые выполним применительно к последнему миллиону лет истории Земли.

Будем считать, что в течение 1 млн лет, отрезка времени весьма краткого для истории Земли, плотность теплового потока не изменяется. Тогда изменение теплового режима недр Земли при снижении среднегодовой температуры возможно за счет теплопроводности горных пород и конвективного переноса

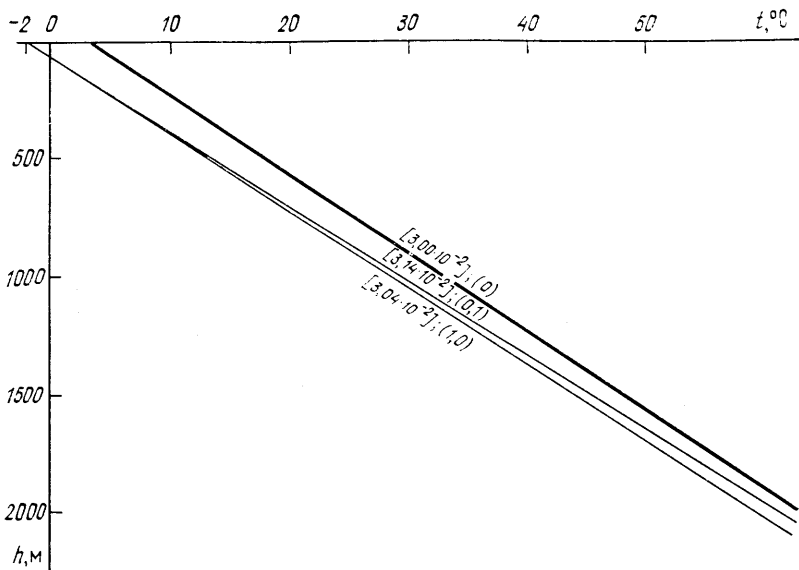


Рис. 19. Теоретические кривые изменения температуры с глубиной в однородном карбонатном разрезе за счет кондуктивной теплопроводности при снижении среднегодовой температуры на поверхности Земли на 5°C .

Шифр кривых: в круглых скобках — время, млн лет; в квадратных скобках — средний геотермический градиент, $^\circ\text{C}/\text{м}$

тепла при нисходящей фильтрации пластовых вод. Рассмотрим влияние этих процессов применительно к осадочным бассейнам с элизионным или даже застойным водонапорным режимами.

Если принять, что первоначальное распределение температуры с глубиной описывается уравнением $t = t_0 + \Gamma h$, то при изменении среднегодовой температуры на поверхности Земли на Δt_0 изменение температуры за счет теплопроводности однородного полупространства с глубиной будет описываться известным уравнением:

$$t = t_0 + \Gamma h + \Delta t_0 [1 - \text{erf}(h/2\sqrt{aT})], \quad (\text{I.47})$$

где a — температуропроводность среды ($a = 9,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ для карбонатных пород); T — время; $\text{erf}(h/2\sqrt{aT})$ — функция ошибок Гаусса.

На рис. 19 приведены результаты расчетов по формуле (I.47) для карбонатного разреза. Остальные необходимые данные для конкретизации конечных результатов были приняты для климатических условий Непско-Ботуобинской антеклизы. Изменение среднегодовой температуры на поверхности Земли $\Delta t_0 = t_{02} - t_{01}$ определим, исходя из современной среднегодовой температуры в средней части антеклизы на глубине 25 м, $t_{02} = -2^\circ\text{C}$. Следовательно, 1 млн лет назад до похолодания на 5°C , начальная среднегодовая температура составляла $t_{01} = 3^\circ\text{C}$. Примем, что средний температурный градиент до похолодания составлял $\Gamma = 3 \cdot 10^{-2} \text{ }^\circ\text{C}/\text{м}$. Эта величина близка к среднему современному геотермическому

градиенту древних осадочных бассейнов Северного полушария, на которые не распространялось оледенение в голоцене.

Как видно из рис. 19, в рассматриваемом квазистационарном процессе охлаждения пород средний температурный градиент через 0,1 млн лет немного возрастает с $3 \cdot 10^{-2}$ до $3,14 \cdot 10^{-2}$ °С/м, а затем при последующем увеличении времени до 1 млн лет вновь уменьшается и в стационарных условиях стремится к своему первоначальному значению. Таким образом, кондуктивная теплопередача в квазистационарном температурном поле не приводит к изменению геотермического градиента, однако изменение температуры распространяется на значительные глубины. Это понижение температуры создает начальный отрицательный термодинамический градиент давления поровых вод $(\partial p / \partial h)^-$, под влиянием которого в зонах вертикальной трещиноватости осадочного типа возникает движение поровых вод сверху вниз. Это будет началом конвективного переноса тепла в разрезе, которое приведет к дополнительному изменению температуры:

$$t = t_0 + \Gamma (h + uT) + 1/2 \Gamma \{ (h + uT) e^{uh/a} [1 - \operatorname{erf}((h + uT)/2 \sqrt{aT})] - (h - uT) [1 - \operatorname{erf}((h - uT)/2 \sqrt{aT})] \}. \quad (I.48)$$

В уравнении (I.48)

$$u = \frac{C_{V_B}}{C_{V_P}} v = \frac{C_{V_B}}{C_{V_P}} \frac{k_{\text{пр}}^{\perp}}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial h} \right)^-, \quad (I.49)$$

где v — скорость фильтрации воды; C_{V_B} и C_{V_P} — объемная теплоемкость соответственно воды и породы; $k_{\text{пр}}^{\perp}/\mu$ — коэффициент вертикальной фильтрации.

На рис. 20 приведены результаты вычислений по формуле (I.49), полученные для разных скоростей фильтрации за период 1 млн лет. В зоне отрицательных температур в расчетах принята теплопроводность льда в порых породы. Ясно видно уменьшение геотермического градиента по мере возрастания скорости нисходящей фильтрации более холодных вод из верхних горизонтов.

Таким образом, медленно меняющиеся на поверхности Земли квазистационарные тепловые поля оказывают влияние на температуру пород, находящихся на больших глубинах. При скорости изменения среднегодовой температуры $\Delta t_0 / \Delta T = 5$ °С/млн лет, геотермический градиент на глубинах до 2000 м стабилизируется и отличается от первоначального менее чем на 5 %. Дополнительный конвективный перенос тепла вертикально фильтрующейся минерализованной пластовой водой может создать условия для изменения геотермического градиента в разрезе.

Если использовать понятие о среднем значении геотермического градиента, зависимость между температурой пород и глубиной залегания h в квазистационарном тепловом поле можно представить в виде

$$t = t_0 + \Gamma h, \quad (I.50)$$

где t_0 — среднегодовая температура поверхности Земли.

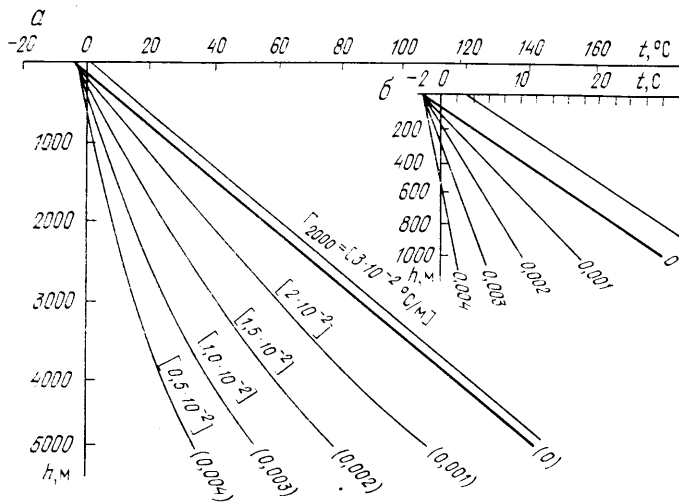


Рис. 20. Теоретические кривые изменения температуры с глубиной в однородном карбонатном разрезе за период 1 млн лет, вычисленные при снижении среднегодовой температуры на поверхности Земли на 5°C (кондуктивная теплопередача одновременно с конвективной за счет вертикальной фильтрации вод).

a — общий вид графика; b — то же в укрупненном масштабе. Шифр кривых: в круглых скобках — скорость нисходящей фильтрации вод, см/год; в квадратных скобках — средний геотермический градиент на глубине 1500 м, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$

Если предположить, что для условий медленно меняющегося квазистационарного теплового поля линейность геотерм сохраняется и при медленной нисходящей фильтрации пластовых вод, изменение температуры с глубиной Δt пород можно приблизительно определить по формуле

$$\Delta t = \Delta t_0 + h \Delta \Gamma, \quad (\text{I.51})$$

где $\Delta t_0 = t_{02} - t_{01}$ — изменение среднегодовой температуры; $\Delta \Gamma = \Gamma_2 - \Gamma_1$ — изменение геотермического градиента.

Изменение среднегодовой температуры Δt_0 связано с похолоданием или потеплением климата на Земле. Изменение среднего геотермического градиента $\Delta \Gamma$ может произойти в результате конвективного переноса тепла или при изменении плотности теплового потока в земной коре. Однако плотность теплового потока зависит от глубинного строения земной коры и во времени изменяется очень медленно. При изучении геологических процессов в относительно короткие геологические эпохи изменением плотности теплового потока Земли можно пренебречь.

Перейдя к конечным разностям в (I.46), для районов с многолетнемерзлыми породами получим

$$p = p' + \Delta p = g \bar{\delta}_B \left[(h - h_{\text{ст}}) + \frac{1}{3} \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} \frac{\delta_{\text{н.о}}}{\bar{\delta}_B} \varphi \Delta T \right] - \frac{\alpha_B(T)}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} \Delta t. \quad (\text{I.52})$$

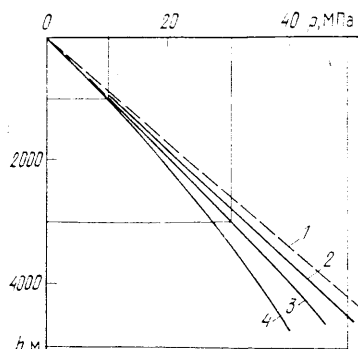


Рис. 21. Теоретические кривые изменения давления поровых вод в однородном карбонатном разрезе под влиянием отрицательного термодинамического градиента давления при снижении среднегодовой температуры на 5°C в течение 1 млн лет.

1 — кривая нормального гидростатического давления; кривые наблюдаемого давления поровых вод при изменении геотермического градиента при похолодании на $^{\circ}\text{C}/\text{м}$: 2 — 0, 3 — $0,25 \cdot 10^{-2}$, 4 — $0,5 \cdot 10^{-2}$

Вертикальная нисходящая фильтрация пластовых вод в плотных породах возникает лишь при наличии вертикальной проницаемости осадочной толщи. Вертикальная проницаемость создается в уплотненных породах системой разветвленных микротрещин, появляющихся в результате уплотнения пород и подвижек блоков кристаллического фундамента, которые прослеживаются через всю геологическую историю. По нашим оценкам вертикальная проницаемость осадочной толщи в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы имеет порядок 10^{-5} — 10^{-6} мкм², что на два порядка ниже нижнего предела проницаемости пластов коллекторов и на три порядка выше проницаемости хороших глинистых покровов.

Уменьшение давления в порах плотных пород в результате появления микротрещиноватости должно компенсироваться сжатием воды за счет одновременного изменения ее температуры. Другими словами, нисходящая фильтрация воды по этой модели может существовать длительное время лишь при условии непрерывного изменения среднегодовой температуры на поверхности Земли.

Наличие вертикальной проницаемости создает условия для возникновения вертикального градиента давления поровых вод. Его можно определить из (I.46) дифференцированием:

$$\frac{\partial p}{\partial h} = g\bar{\delta}_в + \frac{\partial}{\partial h} \left[\frac{\alpha_в(t)}{\beta_п + \beta_в} dt \right]. \quad (\text{I.54})$$

При отсутствии зоны многолетнемерзлых пород влияние теплового режима на изменение давления поровых вод можно оценить с помощью уравнений (I.52) и (I.51), используя конечную разность температур и градиентов:

$$p = g\bar{\delta}_в(h - h_{ст}) - \frac{\alpha_в(t)}{\beta_п + \beta_в} \times \\ \times [(t_{02} - t_{01}) + (\Gamma_1 - \Gamma_2)h]. \quad (\text{I.53})$$

При расчете кривых по (I.53) (рис. 21) было принято: $\Gamma_1 = 2,5 \times 10^{-2} \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{м}$, $\Gamma_2 = \Gamma_1 - \Delta\Gamma$, где $\Delta\Gamma = 0; 0,25$ и $0,5 \cdot 10^{-2} \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{м}$; $t_{01} = 9^{\circ}\text{C}$, $t_{02} = 4^{\circ}\text{C}$ (условия Волго-Уральской провинции); $\beta_п + \beta_в = 1 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ (карбонатный разрез) и $h_{ст} = 0$.

В терригенном разрезе, сложенном молодыми осадками, имеющими более высокую по сравнению с карбонатным разрезом сжимаемость $\beta_п$, влияние термодинамических градиентов, согласно (I.53), будет существенно меньше.

При дифференцировании мы условно приняли, что коэффициенты сжимаемости пор $\beta_{п}$ и воды $\beta_{в}$, а также коэффициент Пуассона ν плотных горных пород не зависят от глубины их залегания.

Выполнив дифференцирование по глубине, получим окончательное выражение для вертикального градиента порового давления, наблюдаемого в разрезе:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_{\text{наб}} &= g\bar{\delta}_в + \frac{\partial}{\partial h} \left[\frac{\alpha_{п}(t)}{\beta_{п} + \beta_{в}} dt \right] = \\ &= g\bar{\delta}_в + \left[\frac{\partial \alpha_{в}(t)}{\partial t} \Gamma \frac{dt}{\beta_{п} + \beta_{в}} + \frac{\alpha_{в}(t)}{\beta_{п} + \beta_{в}} d\Gamma \right]. \end{aligned} \quad (I.55)$$

Наблюдаемое значение вертикального градиента давления поровых вод состоит из алгебраической суммы градиента $(\partial p/\partial h)_{гс}$, создаваемого гидростатическим давлением минерализованных поровых вод $g\bar{\delta}_в$, и градиента давления вод, возникающего в гидравлически изолированных порах плотных оснований при изменении температуры пород, который мы назвали термодинамическим градиентом давления поровых вод (ТДГ):

$$(\partial p/\partial h)_{\text{наб}} = (\partial p/\partial h)_{гс} \pm (\partial p/\partial h)^{\pm}. \quad (I.56)$$

Согласно (I.55) термодинамический градиент приобретает отрицательный знак при понижении температуры пород ($\partial t < 0$ и $d\Gamma < 0$) и положительный знак при повышении температуры. Для появления положительного термодинамического градиента требуются более жесткие условия, поскольку геотермический градиент уменьшается и при восходящей фильтрации флюидов. Слагаемые, стоящие в квадратных скобках уравнения (I.55), имеют в этом случае разные знаки.

Для возникновения положительного термодинамического градиента необходимо условие

$$\frac{\partial \alpha_{в}(t)}{\partial t} \frac{\Gamma dt}{\beta_{п} + \beta_{в}} - \frac{\alpha_{в}(t)}{\beta_{п} + \beta_{в}} d\Gamma > 0.$$

Такие условия, вероятно, могут возникнуть лишь при интенсивном погружении пород в процессе осадкообразования, когда наряду с уплотнением происходит нагревание пород. Это наблюдается в геосинклинальных областях, передовых прогибах, где на протяжении геологической истории происходит интенсивное осадконакопление.

Термодинамический градиент давления поровых вод возникает в плотных низкопроницаемых породах. Преимущественно такими породами сложены разрезы древних осадочных бассейнов. Возникающие вертикальные и субвертикальные нарушения, трещины, трапповые интрузии и пр., пронизывающие осадочную толщу, нарушают установившееся гидродинамическое равновесие поровых вод в толще горных пород и создают условия для фильтрации минерализованной воды. Так как площадь фильтрующих поверхностей трещин и других тектонических нарушений огромна,

значительные объемы минерализованной воды могут перемещаться под влиянием гидродинамических градиентов по трещинам в толщах низкопроницаемых горных пород. У этого типа нисходящей фильтрации нет и привычных нам зон напора вод и разгрузки. Градиенты возникают во всей толще под влиянием изменения температуры. Поэтому действию термодинамических градиентов не могут препятствовать непроницаемые пласты соли или хорошо проницаемые пласты коллекторов. Изложенное поясняет рис. 22, на котором схематически в виде заштрихованных углов изображены положительные и отрицательные термодинамические градиенты, возникающие в толще горных пород при глобальном изменении климата Земли.

Отрицательный термодинамический градиент давления поровых вод должен способствовать возникновению нисходящей фильтрации флюидов в земной коре, положительный — к усилению восходящей фильтрации.

Таким образом, при изменении среднегодовой температуры на поверхности Земли в разрезах, сложенных плотными низкопроницаемыми породами, могут образоваться термодинамические градиенты давления, поровых вод, которые приводят к возникновению вертикальной или субвертикальной фильтрации поровых вод в зонах повышенной трещиноватости осадочной толщи. Поскольку в течение последних 60—100 млн лет на Земле наблюдалась устойчивая тенденция к глобальному похолоданию климата, в осадочных бассейнах, расположенных в пределах древних платформ, это должно привести к образованию отрицательных термодинамических градиентов давления поровых вод и возникновению нисходящей фильтрации вод в толщах древних осадочных бассейнов. Действие отрицательных градиентов могло ослабевать в периоды потепления климата. Это неизвестное природное явление возникновения отрицательного термодинамического градиента поровых вод при глобальном изменении среднегодовой температуры оказало огромное влияние на многие геологические и геохимические процессы в земной коре, в том числе на процессы миграции и аккумуляции нефти и газа, эпигенетические преобразования горных пород и др.

Рассмотрим отмеченное явление в природе и оценим значение термодинамических градиентов в различных нефтегазоносных районах.

Непско-Ботубинская антеклиз — перспективный в нефтегазоносном отношении район Сибирской платформы. Нижняя часть разреза НБА представлена древними уплотненными терригенными отложениями рифей-вендского возраста, верхняя — карбонатно-галогенными породами кембрийского возраста [5]. На северо-восточном участке НБА развита толща многолетнемерзлых пород.

На рис. 23 кривые наблюдаемых давлений сопоставлены с кривыми нормальных гидростатических давлений, вычисленных с учетом реальной минерализации пластовых вод. Для терригенных отложений рифей-вендского возраста, залегающих в районах НБА,

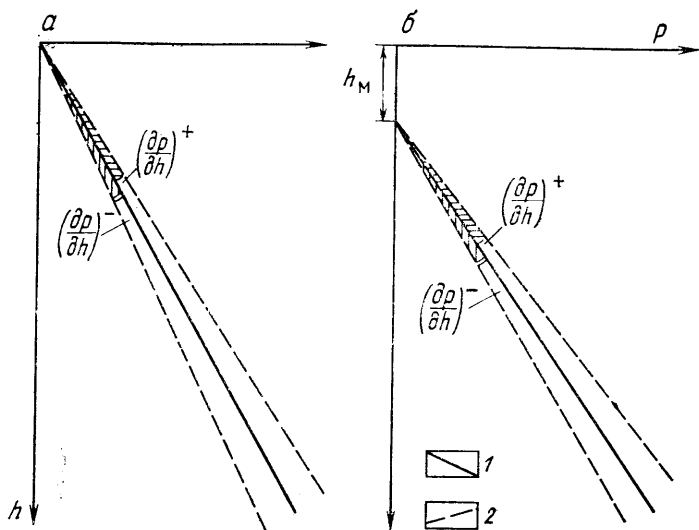


Рис. 22. Схематическое изображение термодинамических градиентов давления поровых вод при отсутствии (а) и наличии (б) толщи многолетнемерзлых пород толщиной h_M

Кривые: 1 — изменения гидростатического давления, 2 — наблюдаемых пластовых давлений

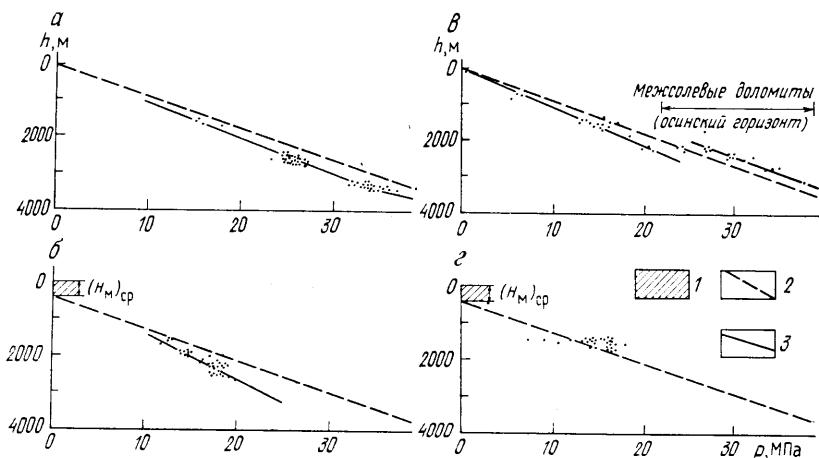


Рис. 23. Измеренные пластовые давления для отложений Непско-Ботубинской антеклизы.

Терригенные рифей-вендские отложения в зоне: а — отсутствия многолетнемерзлых пород (Атовское—Верхнечонское поднятия), б — развития многолетнемерзлых пород (Пеледуйское—Вилуйско-Джербинское поднятия); карбонатно-галогенные кембрийские отложения в зоне: в — отсутствия многолетнемерзлых пород, г — развития многолетнемерзлых пород. 1 — толщина ММП; кривые: 2 — нормального гидростатического давления, 3 — измеренных пластовых давлений

свободных от многолетнемерзлых пород (рис. 23, а), среднее значение градиента наблюдаемых пластовых давлений составляет $(\partial p/\partial h)_{\text{наб}} = 9,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м, а средний градиент нормального гидростатического давления, при $\delta_{\text{в}} = 1,14$ г/см³, $(\partial p/\partial h)_{\text{гс}} = 11,2 \cdot 10^{-3}$ МПа/м.

Поскольку пластовые и поровые давления в древних осадочных бассейнах обычно равны, согласно уравнению (1.56) средний термодинамический градиент поровых давлений в низкопроницаемых разностях пород (глинах)

$$\begin{aligned} (\partial p/\partial h)_{\text{ср}} &= (\partial p/\partial h)_{\text{наб}} - (\partial p/\partial h)_{\text{гс}} = \\ &= 9,5 \cdot 10^{-3} - 11,2 \cdot 10^{-3} = -1,7 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.} \end{aligned}$$

В терригенных рифей-вендских отложениях, находящихся в зоне приподнятых участков фундамента НБА, термодинамический градиент поровых давлений увеличивается (рис. 23, б). Эта зона имеет более высокую тектоническую нарушенность, увеличенную вертикальную проницаемость толщи, более интенсивную нисходящую фильтрацию и более интенсивный рост минерализации с глубиной. Для этой зоны справедливо

$$(\partial p/\partial h)_{\text{ср}} = 8 \cdot 10^{-3} - 11,5 \cdot 10^{-3} = -3,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

В карбонатно-галогенной толще разреза также наблюдается отрицательный термодинамический градиент (рис. 23, в и г). Однако картина здесь неоднозначна.

Трещиноватые засоленные доломиты и доломитизированные известняки осинского и частично юрхского горизонтов, залегающие между мощными пачками солей, имеют в указанной части разреза повышенные пластовые давления с коэффициентом аномальности от 1,1 до 1,2. Это объясняется уменьшением объема открытых пор в данных трещиноватых породах за счет выпадения кристаллической соли из пластовых рассолов, а также проникновением пластовой соли в трещины. Хорошая гидравлическая изолированность этих межсолевых отложений также способствует образованию повышенных давлений.

Во всех лежащих выше отложениях карбонатно-галогенной толщи ясно наблюдается отрицательный градиент порового давления (см. рис. 23, в):

$$(\partial p/\partial h)_{\text{ср}} = 9 \cdot 10^{-3} - 11,2 \cdot 10^{-3} = -2,2 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

Наличие значительного термодинамического градиента и относительно высокой вертикальной проницаемости таких осадочных пород создает условия для возникновения аномально низких пластовых давлений в породах Непско-Ботубинской антеклизы. Эти свойства будут использованы для разработки и методики прогнозирования АНПД в этом районе.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции разрез сложен в основном карбонатными отложениями пермского-каменноугольного и девонского возраста. В нижней ча-

сти разреза залегает пачка терригенных пород девонского возраста, имеющая запасы нефти.

Графики изменения плотности пластовых вод и пластового давления для различных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рис. 24) свидетельствуют о том, что подавляющее большинство точек наблюдений на графиках давлений располагается между кривыми нормального и условного гидростатического давлений. Причем до глубины 2000 м в интервале залегания плотных карбонатных отложений измеренные давления для большинства районов практически совпадают с условным гидростатическим давлением, а для Куйбышевской и Оренбургской областей — ниже него. Очень важно отметить, что наклон наблюдаемых кривых, так же как и на рис. 23, отличается от наклона кривой нормального гидростатического давления. Изменение положения статического уровня воды или альтитуды скважины увеличивает разброс кривых, но не может повлиять на угол наклона наблюдаемых кривых.

Если, исходя из рис. 24, за среднее значение градиента наблюдаемых пластовых давлений принять градиент условного гидростатического давления, можно определить среднее для всей провинции значение термодинамического градиента давления поровых вод

$$(\partial p / \partial h)_{\text{cp}}^- = 10 \cdot 10^{-3} - 11,5 \cdot 10^{-3} = -1,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

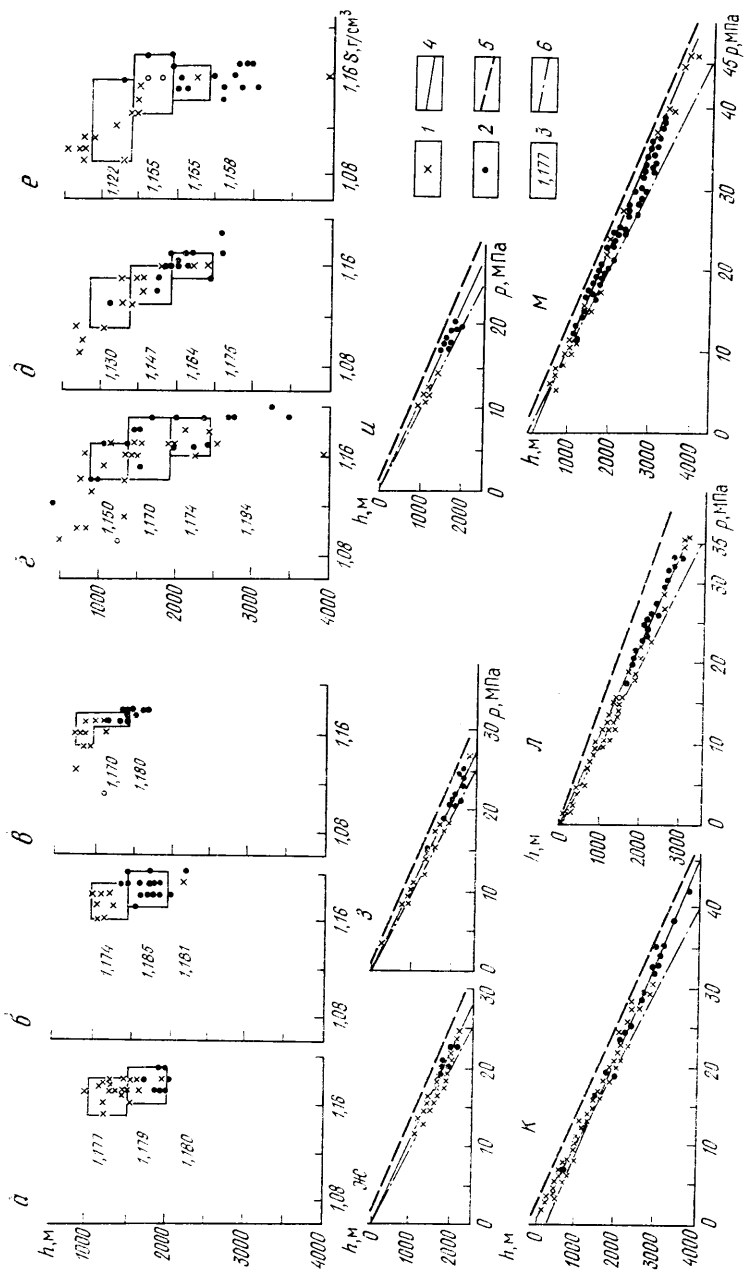
Эта цифра согласуется с полученной ранее.

Интересно отметить, что карбонатная часть разреза в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции вскрывалась обычно на пресной воде, как правило, без осложнений. Это значит, что гидростатическое давление пресной промывочной жидкости уравновешивалось давлением минерализованной пластовой воды, имеющей на глубине 2000 м средневзвешенную плотность около $\bar{\delta}_в \approx 1,15 \text{ г/см}^3$ и соответственный градиент гидростатического давления $(\partial p / \partial h)_{\text{гс}} = 11,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м}$. При наличии отрицательного термодинамического градиента $(\partial p / \partial h)^- = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м}$, эффективный (действующий) градиент пластовой воды согласно (1.46)

$$\begin{aligned} (\partial p / \partial h)_{\text{наб}} &= (\partial p / \partial h)_{\text{гс}} - (\partial p / \partial h)_{\text{cp}}^- = \\ &= 11,5 \cdot 10^{-3} - 1,3 \cdot 10^{-3} = 10,2 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м,} \end{aligned}$$

т. е. практически совпадает с гидростатическим градиентом давлений столба пресной воды.

Этот расчет выполнен для среднего значения градиента. Однако в зависимости от вертикальной трещиноватости осадочного чехла, а также сжимаемости породы термодинамический градиент поровых давлений может принимать более высокое или более низкое значение в довольно широком диапазоне. В соответствии с этим



устанавливается и различное давление в замкнутых линзах коллекторов, вмещаемых плотными карбонатными породами. При вскрытии такой линзы долотом с использованием пресной воды могут происходить поглощения и выбросы пластовой жидкости.

В более молодых осадочных бассейнах с активным элизионным режимом, обусловленным уплотнением более молодых терригенных пород, имеет место восходящая фильтрация пластовой воды. Эта фильтрация в определенных условиях приводит к образованию зон аномально высоких поровых давлений. Градиент давления поровых вод в этом случае положителен, т. е. направлен вверх, и, как показывает опыт, может существенно превышать отрицательный термодинамический градиент. Это также объясняется уравнением (1.46).

В молодых осадочных породах сжимаемость порового пространства больше, третий член в правой части (1.46) уменьшается. Вместе с тем при уплотнении пород с увеличением коэффициента Пуассона растет значение второго члена правой части этого же уравнения. Появляется составляющая положительного термодинамического градиента. Уплотнение пород ускоряется интенсивным осадкообразованием или образованием толщи многолетнемерзлых пород. На увеличение градиента оказывает влияние также увеличение давления поровых флюидов в процессе нефтегазообразования в нефтематеринских породах. Интенсивная восходящая миграция воды в процессе уплотнения пород часто приводит к образованию в разрезах зон АВПД. К таким бассейнам относятся Вилюйская синеклиза, Западно-Кубанский прогиб, Прикуринская впадина и др.

Вилюйская синеклиза в отличие от Непско-Ботуобинской антеклизы выполнена более молодыми, относительно высокопористыми терригенными породами пермского, триасового, юрского и мелового возрастов. Пористость пород интенсивно уменьшается с глубиной от 37—40 % для верхнемеловых песков на глубине 0—500 м до 9—16 % для верхнепермских песчаников на глубине 2400—3300 м. Это свидетельствует о существовании эффективного элизионного водонапорного режима в средних и нижних этажах разреза. Результатом является восходящая фильтрация пластовых вод.

Характер изменения пластового давления с глубиной рассмотрим на примере разбуренных площадей Хапчагайского мегавала. Здесь развиты многолетнемерзлые породы, средняя толщина

Рис. 24. Изменение плотности и давления пластовых вод с глубиной для различных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по Е. А. Барс, М. П. Зайдельсону).

а и *ж* — Пермская область; *б* и *з* — БашАССР; *в* и *и* — ТатАССР; *г* и *к* — Куйбышевская и Оренбургская области; *д* и *л* — Саратовская область; *е* и *м* — Волгоградская область. Воды: 1 — каменноугольных отложений, 2 — девонских отложений; 3 — характерные значения плотности минерализованной воды для выбранного интервала глубин в г/см³; кривые: 4 — средних значений давлений, 5 — нормального гидростатического давления, 6 — условного гидростатического давления

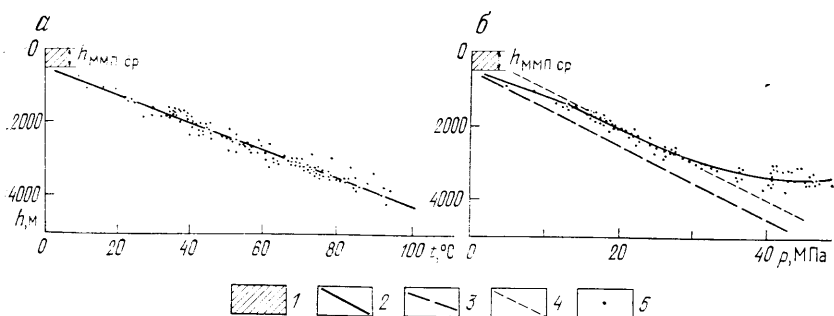


Рис. 25. Изменение температуры пород (а) и пластовых давлений (б) с глубиной в разрезе Хапчагайского вала.

1 — толщина многолетнемерзлых пород; кривые: 2 — средних значений температуры и давления, 3 — гидростатического давления (с учетом средней толщины многолетнемерзлых пород), 4 — нормального гидростатического давления, 5 — измеренная в скважине температура (давление)

которых $h_m \approx 500$ м. Каменная соль в разрезе отсутствует, минерализация пластовой воды низкая (около 50 г/л) и мало изменяется с глубиной.

На рис. 25, а изображены результаты изучения температуры горных пород в глубоких скважинах на различных структурах Хапчагайского мегавала, входящего в состав Вилюйской синеклизы. Как видно из рисунка, температура пород с глубиной изменяется плавно со средним геотермическим градиентом $\Gamma = 3 \cdot 10^{-2}$ °С/м, типичным для нормального теплового поля в терригенном разрезе. Другими словами, суровый северный климат и образование многолетнемерзлых пород не уменьшили температурного градиента, что в отличие от Непско-Ботуобинской антеклизы свидетельствует об отсутствии конвективного переноса тепла нисходящей фильтрацией холодных вод в разрезе.

Из изменения пластового давления с глубиной (рис. 25, б) следует, что все измеренные пластовые давления находятся выше кривой гидростатического давления, вычисленной от подошвы зоны многолетнемерзлых пород. Это результат влияния понижения гидростатического уровня пластовых вод, которое распространилось до глубины 2000 м. В верхнепермских и низах триасовых отложений на глубинах более 2500 м в зоне увеличения глинистости разреза пластовые давления резко возрастают. Таким образом, во всем разрезе Хапчагайского мегавала наблюдаются повышенные и аномально высокие пластовые давления. Превышение этих давлений над гидростатическим объясняется, на наш взгляд, двумя причинами.

Во-первых, давление в порых низкопроницаемых глинистых пород могло повыситься в результате увеличения в течение короткого времени геостатического давления в разрезе за счет образования толщи многолетнемерзлых пород средней мощностью 500 м и отложения четвертичных осадков средней мощностью около 70 м. Во-вторых, аномально высокие пластовые давления в верхней

перми и нижнем триасе могли возникнуть за счет увеличения объема поровых флюидов в процессе нефтегазообразования в обогащенных органикой пермских отложениях. Эти давления проявляются в уменьшении удельного сопротивления глинистых пород и прогнозируются по обычной методике, например с использованием кривой нормально уплотненных глин (см. рис. 102).

Влияние отрицательного термодинамического градиента поровых вод с избытком компенсируется действием указанных двух факторов. В результате в данном примере преобладает восходящая фильтрация поровых вод, что полностью согласуется с результатами изотопного анализа углерода.

1.5. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДИСЛОКАЦИИ

Не все тектонические процессы в земной коре приводят к образованию аномальных давлений. Среди наиболее вероятных нужно выделить такие, в результате которых может происходить многократное изменение горного давления и температуры пород. Изменение горного давления приводит к объемным деформациям, сопровождающимся уменьшением или увеличением объема пор, а изменение температуры — к изменению объема пород и насыщающих флюидов. Изменение горного давления может приводить также к разрывным нарушениям в горных породах. Все эти объяснения применимы к осадочным бассейнам с элизионной водонапорной системой. В открытых бассейнах с инфильтрационной водонапорной системой деформации горных пород не приводят к изменению давлений в пластовых системах. В этих случаях тектоническая деятельность может привести к изменению пьезометрических напоров в районе исследования, о чем речь уже шла выше.

Поясним сказанное на конкретном примере.

Из-за тектонических процессов произошло быстрое погружение участка земной коры (сброс), в результате которого увеличилась глубина залегания пород¹, соответственно изменились термодинамические условия залегания пород и насыщающих их флюидов — возросли горное давление (среднее нормальное напряжение) и температура. Эти условия изменились как в породах-коллекторах, так и в плотных низкопроницаемых породах. Однако, поскольку объем плотных пород в глубинных частях разреза обычно значительно превосходит объем пород-коллекторов, в бассейнах с элизионной водонапорной системой изменение давления в порах плотных пород будет определять и характер изменения давления во вмещаемых коллекторах.

Если в первом приближении предположить, что в глубокозалегающих плотных породах поры, заполненные пластовой водой, гидравлически полностью изолированы, то изменение порового

¹ Аналогичные рассуждения могут быть сделаны и применительно к воздыманию участка земной коры (взбросу).

давления при погружении пород на глубину Δh (амплитуда сброса) можно найти из (1.45):

$$\Delta p = \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} g \delta_{\text{н.о}} \Delta h + \frac{\alpha_{\text{в}}(t)}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} \Delta t, \quad (1.57)$$

где $\delta_{\text{н.о}}$ — средняя плотность осадочных новообразований, заполнивших образовавшуюся от сброса впадину; Δt — изменение температуры пород.

Если до сброса поровое давление в плотных породах было равно гидростатическому, то в погруженном крыле сброса оно станет аномально высоким:

$$p_{\text{а}} = p_{\text{н. пр}} + \Delta p = g \bar{\delta}_{\text{в}} h + \frac{g \delta_{\text{н.о}} \Delta h}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} + \frac{\alpha_{\text{в}}(t)}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}}} \Gamma \Delta h, \quad (1.58)$$

где Γ — температурный градиент в районе сброса; $p_{\text{н. пр}}$ — нормальное гидростатическое давление, приведенное к начальной глубине залегания пласта до сброса.

Экспериментальные исследования показывают, что коэффициент сжимаемости пор уплотненных пород уменьшается с увеличением эффективного напряжения:

$$\beta_{\text{п}} = \beta_{\text{п1}} (\sigma - p)_1 / (\sigma - p), \quad (1.59)$$

где $\beta_{\text{п1}}$ — коэффициент сжимаемости пор породы при начальном эффективном напряжении $(\delta - p)_1$.

Если предположить, что средняя плотность пород и пластовой воды начиная с определенной глубины h_1 изменяется с глубиной незначительно, уравнение (1.59) можно записать в приближенном виде:

$$\beta_{\text{п}} \approx \beta_{\text{п1}} h_1 / h, \quad (1.60)$$

где h_1 — глубина, на которой сформировались плотные породы; h — глубина залегания исследуемой породы.

Подставив (1.60) в (1.58), получим уравнение для оценки аномально высокого давления в опущенном крыле сброса амплитудой Δh ¹

$$p_{\text{а}} = g \bar{\delta}_{\text{в}} (h - \Delta h) + \frac{g \delta_{\text{н.о}}}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{\Delta h}{\left(1 + \frac{\beta_{\text{в}} h}{\beta_{\text{п1}} h_1}\right) h} + \frac{\alpha_{\text{в}}(t) h \Gamma \Delta h}{g \left(1 + \frac{\beta_{\text{в}} h}{\beta_{\text{п1}} h_1}\right) \beta_{\text{п1}} h_1} \quad (1.61)$$

¹ При взбросе знаки всех слагаемых членов, кроме первого в правых частях уравнений, меняют свое значение на обратное.

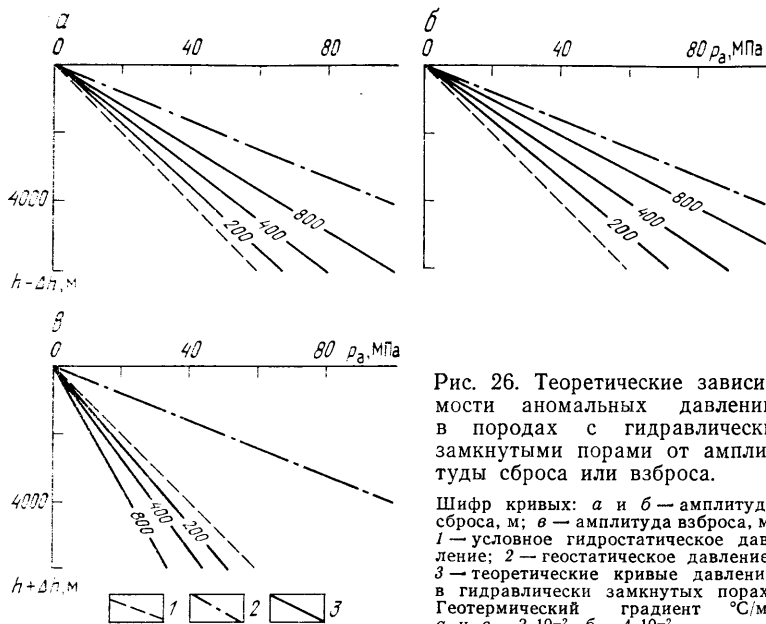


Рис. 26. Теоретические зависимости anomальных давлений в породах с гидравлически замкнутыми порами от амплитуды сброса или взброса.

Шифр кривых: *a* и *б* — амплитуда сброса, м; *в* — амплитуда взброса, м. 1 — условное гидростатическое давление; 2 — геостатическое давление; 3 — теоретические кривые давления в гидравлически замкнутых порох. Геотермический градиент °С/м; *a* и *в* — $3 \cdot 10^{-2}$, *б* — $4 \cdot 10^{-2}$.

или выражение для коэффициента аномальности

$$K_a = \frac{p_a}{p_{н. пр}} = 1 + \frac{\delta_{н. о}}{\delta_B} \frac{\Delta h}{3} \frac{1 + v}{1 - v} \frac{1}{\left(1 + \frac{\beta_B h}{\beta_{п1} h_1}\right) h} + \frac{\alpha_B(t) \Gamma \Delta h}{g \delta_B (\beta_{п1} h_1 + \beta_B h)}. \quad (I.62)$$

На рис. 26, *a* и *б* изображены кривые изменения порового давления с глубиной в опущенных блоках сбросов, рассчитанные по уравнению (I.61). Коэффициент сжимаемости пор в этих расчетах принят равным коэффициенту для плотных песчано-глинистых или карбонатных осадочных пород $\beta_{п1} = 1 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹ на глубине $h = 2000$ м, коэффициент сжимаемости пластовой воды $\beta_B = 0,5 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹.

Давление в изолированных порох плотных низкопроницаемых пород, обладающих низкой сжимаемостью, согласно предложенной модели становится аномально высоким при увеличении температуры и горного давления. Кривые аномального давления имеют небольшую кривизну выпуклостью вверх.

Среднее значение коэффициента аномальности давления возрастает с увеличением амплитуды сброса от 1 до 2. Увеличивается коэффициент аномальности также с ростом геотермического градиента в разрезе. Анализ показывает, что основной вклад в увеличение давления в замкнутых порох вносит расширение поровой воды с повышением температуры. На больших глубинах при

$h > 2h_1$ влияние увеличения геостатического давления (средненормального напряжения) незначительно. Другими словами, механические объемные деформации пород под влиянием тектонических напряжений в этих условиях играют подчиненную роль при образовании аномальных поровых давлений. Даже наличие слабой гидродинамической связи между порами уплотненных пород в виде микротрещиноватости или других дефектов сплошности породы будет способствовать распространению аномально высоких поровых давлений на вмещающие породы-коллекторы и восходящей фильтрации поровой воды. В конечном итоге через определенное геологическое время этот процесс приведет к разрушению зоны АВПД в коллекторах. Время разрушения зависит от проницаемости и мощности таких низкопроницаемых пород-покрышек.

Наличие АВПД в коллекторах, залегающих в опущенных блоках, свидетельствует о молодых тектонических процессах в районе исследований.

Аналогичную модель можно предложить для объяснения образования аномально низких пластовых давлений под действием тектонических процессов, например при резком воздымании участка земной коры (взбросе или горсте). В этом случае происходит перенос горных масс в более холодные участки разреза, поровая вода охлаждается, сжимается и ее давление понижается. Для математического описания этого процесса также можно использовать уравнения (I.61) и (I.62). Однако третий, основной, член этих уравнений, характеризующий влияние изменения температуры, станет отрицательным. Знак и величина второго члена уравнений, характеризующего влияние горного давления, будет зависеть от тектонического напряжения, вызвавшего вертикальное смещение коры и денудацию положительного элемента в рельефе местности. Эти напряжения имеют разные знаки. Теоретические кривые (рис. 26, в), характеризующие образование аномально низких поровых давлений при разных амплитудах взброса, вычислены по уравнению (I.61). При расчетах пренебрегли влиянием изменения горного давления при подъеме пород и второй член (I.61) приравняли к нулю. Это условие равносильно равенству тектонических вертикальных напряжений и напряжений, вызванных уменьшением веса пород под влиянием процессов эрозии. Все другие подсчетные параметры взяты такими же, как при вычислении кривых для сброса (см. рис. 26, а).

Как следует из рис. 26, в, при резком воздымании участка земной коры в порах плотных, низкопроницаемых пород, содержащих изолированные поры, формируются аномально низкие давления воды. В зависимости от амплитуды взброса коэффициент аномальности изменяется от 0,9 до 0,5.

Анализ уравнений (I.61) и (I.62) показывает, что в слабоуплотненных, пластичных породах с высоким коэффициентом сжимаемости пор тепловое расширение воды может компенсироваться деформацией порового пространства породы и вероятность образования аномальных давлений тектонической природы снижается.

Мала вероятность образования аномальных давлений в районах, где скорость протекания тектонических процессов соизмерима со скоростью разрушения зон аномальных давлений или меньше нее.

Описанную модель образования аномальных давлений можно использовать для объяснения причин возникновения и установления закономерностей распределения пластовых давлений в толще осадочных пород (см. разд. II.2).

В заключение отметим, что в геологической литературе образование аномально высоких давлений в толще осадочных пород часто связывают с инфильтрацией высоконапорных флюидов из глубоких участков земной коры. На наш взгляд, предложенная модель образования аномальных поровых давлений в уплотненных породах может существенно дополнить и объяснить механизм образования этих давлений, включая толщи метаморфических пород фундамента. В районах с новейшей тектонической активностью фундамента проявления этого механизма наблюдаются и в наше время: в опущенных и более прогретых блоках происходит увеличение поровых давлений и восходящая миграция высоконапорных флюидов; в приподнятых блоках возможна и нисходящая миграция.

1.6. ДИАГЕНЕЗ И ДРУГИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОСАДКОВ

Одна из причин образования аномально высоких пластовых давлений в коллекторе — диагенез пород, представляющий собой этап преобразования отложившихся осадков, постепенного изменения их плотности, минерального состава, перераспределения и перекристаллизации веществ. В результате этих преобразований меняется строение осадочных пород, что в значительной степени влияет на их коллекторские свойства — пористость и проницаемость. В свою очередь эти постседиментационные изменения осадков могут существенно влиять на пластовые давления.

Появление высоких давлений в результате образования новых минералов путем кристаллизации в «запечатанной» залежи отмечал А. Леворсен (1956 г.). 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 (1967 г.) объясняют происхождение АВПД на Марковском месторождении в Восточной Сибири. Считают, что подобные примеры возможны при осаждении кальцита или кремния. Кроме того, А. Леворсен обосновал другую возможную причину образования АВПД — за счет увеличения объема углеводородов высокой относительной молекулярной массы при превращении их в более легкие.

По-видимому, подобный механизм возникновения аномальных давлений имеет место в отложениях баженовской свиты, распространенной на огромной территории Западной Сибири. Здесь

локальный механизм образования АВПД связан с высоким содержанием органического вещества в глинистых породах. Аномально высокое поровое давление возникло в результате увеличения объема органического вещества в процессе нефтегазообразования за счет выделения углекислого газа, азота и углеводородных газов. Вероятно, этот процесс начался в раннемеловой период. Образовавшиеся газы растворялись в нефти и воде, увеличивая их объем.

Нефть и вода под действием возросшего порового давления начали выжиматься из порового пространства нефтематеринской породы. Однако в изначально гидрофильных глинистых породах фазовая проницаемость для воды была существенно выше, чем для нефти. Поэтому свободная пластовая вода активнее выжималась из нефтематеринской породы в покрывающие глины ачимовской и подстилающие глины абалакской толщ, тем самым препятствуя их уплотнению.

По мере погружения пород и увеличения пластовой температуры все больше связанной воды, которой так богат монтмориллонит, переходит в свободное состояние и также удаляется во вмещающие глинистые породы. В интервале залегания баженовской свиты и в прилегающих к ней глинистых породах развивается зона аномально высоких поровых давлений. На рис. 97 можно наблюдать эту зону по данным электрических и нейтронных методов исследования скважин. Недоуплотненные глины в зоне АВПД характеризуются пониженным электрическим сопротивлением и пониженной нейтронной гамма-активностью. В рассмотренном примере электрическое сопротивление глин баженовской свиты и низов ачимовской толщи увеличено за счет влияния нефтенасыщенности. В кровле абалакской толщи глины водонасыщены и имеют низкое удельное сопротивление.

Таким образом, генератором высоких давлений явились высокобитуминозные породы баженовской свиты. Они обезводились в первую очередь. Поскольку свободной воды в этих породах практически не осталось, а фазовая проницаемость вмещающих водонасыщенных глинистых пород для нефти была весьма низкой, нефть оказалась гидродинамически «зажатой» в нефтематеринских породах. В этих условиях давление флюидов в порах породы возросло и достигло критического значения, при котором стал возможен процесс расслоения наиболее слабых листоватых глин. В этих участках осуществимы измерения пластового давления глубинными манометрами. Величину же критического давления «запомнили» массивные вмещающие глины. Поровое давление в них наибольшее.

1.7. ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ НАПОР И ИЗБЫТОЧНЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Вероятность образования аномальных давлений в природных инфильтрационных водонапорных системах значительно меньше, чем в элизионных. Основная причина образования аномальных

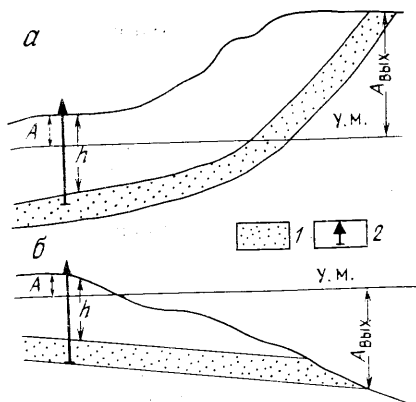


Рис. 27. Схемы образования АВПД (а) и АНПД (б) в результате пьезометрического напора.
1 — коллектор; 2 — скважина. у. м. — уровень моря

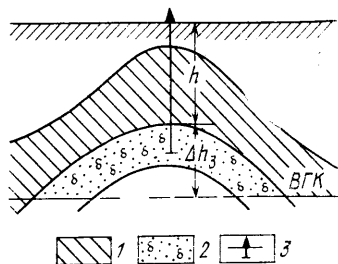


Рис. 28. Схема образования АВПД за счет избыточного давления в газовой залежи с высоким этажом газоносности.

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

пластовых давлений как высоких, так и низких в этих гидродинамических системах — пьезометрический уровень, а вернее, различие пьезометрических уровней областей питания и разгрузки (рис. 27).

Значение давления в изучаемом пласте-коллекторе на глубине можно оценить:

$$p_a = p_{\text{пвез}} = p_n + g \delta_v (A_{\text{вых}} - A), \quad (I.63)$$

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

Тогда для водонапорной системы коэффициент, определяющий пьезометрическое отклонение давления от нормального гидростатического

$$k_{\text{пвез}} = p_{\text{пвез}}/p_n = 1 + (A_{\text{вых}} - A)/h. \quad (I.64)$$

Несложные расчеты позволяют установить, что за счет изменения пьезометрического уровня расхождения между пластовыми и гидростатическими давлениями могут быть достаточно большими ($>30\%$).

Иногда аномально высокие пластовые давления возникают в инфильтрационных (и в элизионных) гидродинамических системах за счет образования избыточных давлений в газовых залежах с высоким этажом газоносности (рис. 28).

Пластовое давление в кровле залежи может быть охарактеризовано уравнением

$$p_a = p_{\text{изб}} = p_n + g (\delta_v - \delta_r) \Delta h_g, \quad (I.65)$$

где $p_{изб}$ — избыточное пластовое давление; δ_r — плотность газа; Δh_3 — высота залежи. Откуда

$$p_{изб}/p_n = k_{изб} = 1 + (1 - \delta_r/\delta_v) (\Delta h_3/h), \quad (I.66)$$

где $k_{изб}$ — коэффициент, определяющий превышение избыточного давления над нормальным гидростатическим; h — глубина до кровли залежи.

Оценим возможные максимальные значения коэффициента $k_{изб}$.

Принимая плотность газа близкой к 0, получим

$$(p_{изб}/p_n)_{max} \approx 1 + \Delta h_3/h.$$

В качестве примера рассчитаем $k_{изб}$ при большой высоте газовой залежи $\Delta h_3 = 1000$ м. Глубину скважины до кровли залежи примем 3000 м. Тогда

$$(p_{изб}/p_n)_{max} \approx 1 + 1000/3000 = 1,33.$$

Приведенный пример показывает, что избыточные давления, как правило, не достигают значительных величин. Однако влияние температурного фактора может привести к заметному увеличению пластового давления. Изучение глинистых покрышек над газовыми залежами показывает, что недоуплотненная зона покрышки в основном имеет небольшую мощность и располагается только над кровлей залежи, на своде структуры, тогда как над залежами с АВПД зоны недоуплотненных глинистых покрышек носят региональный характер и мощность их достигает 2000—3000 м. Возникновение аномально высоких пластовых давлений не зависит от типа флюида, а высокие избыточные давления характерны для газовых залежей или нефтяных залежей с газовой шапкой.

II. ВЛИЯНИЕ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

II.1. ПРОБЛЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ

Исследования, связанные с прогнозированием аномальных пластовых давлений, в последние два десятилетия получили значительное развитие как в Советском Союзе, так и за рубежом. Право на существование получили многочисленные эмпирические зависимости и статистические способы оценки пластовых давлений, предложенные для различных районов мира. На основе законов деформации и изменения физических свойств осадочных горных пород с глубиной разработаны несколько фундаментальных теоретических методик, позволяющих успешно прогнозировать аномальные давления в различных нефтегазодобывающих районах с использованием конкретной геолого-геофизической информации.

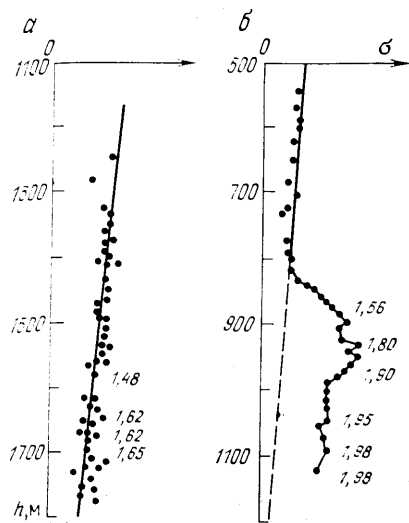


Рис. 29. Изменение электропроводности σ глин с глубиной (У. Уоллес, 1965 г.) при градиенте давления:

a — нормальном, *б* — аномально высоком; цифры у кривых — плотность глинистого раствора δ_p в г/см³

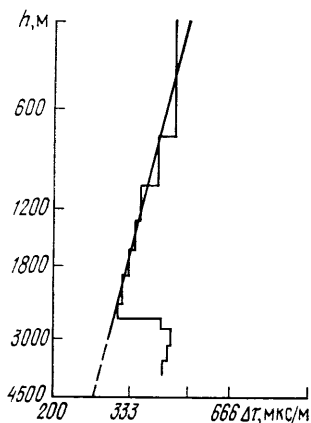


Рис. 30. Выделение зоны АВПоД с помощью сейсмоторазведки (Е. Пеннебакер, 1968 г.)

Если раньше наиболее актуальными были исследования, связанные с оценкой аномально высоких пластовых давлений, то теперь большое внимание уделяется давлениям, существенно меньшим гидростатических.

При прогнозировании аномальных давлений в качестве индикатора порового давления используются свойства глинистых пород, которые более однозначно, чем свойства других пород, зависят от степени уплотнения.

Первые предложения использовать изменение физических свойств глинистых пород-покрышек для выявления зон АВПоД были опубликованы в 1965 г. в работах У. Уоллеса, И. Мак-Грегора, К. Хотмана и Р. Джонсона. Было обнаружено, что сопротивление глинистых пород, расположенных выше пласта с аномально высоким пластовым давлением, падает с увеличением градиента пластового давления, тогда как сопротивление чистых глинистых пород с нормальным гидростатическим поровым давлением обычно закономерно увеличивается с глубиной. Указанными исследователями в полулогарифмическом масштабе были построены графики зависимостей удельного сопротивления (или проводимости) глинистых пород от глубины их залегания. Для глинистых пород с нормальным поровым давлением значения удельных сопротивлений укладываются в прямолинейные зависимости. Отклонение от этих зависимостей в сторону снижения удельного сопротивления

или повышения проводимости указывает на наличие в разрезе зоны с аномально высоким давлением (рис. 29).

Позднее К. Хотман (1966 г.) предложил выделять зоны АВПоД по данным ультразвукового метода. На графиках зависимости логарифма интервального времени от глубины залегания пород зона аномальных поровых давлений отмечается повышением интервального времени.

За последние годы появилось много новых методик качественного обнаружения зон АВПоД [29 и др.]. Было замечено, что при приближении к зоне АВПД увеличивается механическая скорость 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 пониженная плотность и повышенная электропроводность частиц шлама и глинистого керна, увеличивается содержание хлоридов в фильтрате глинистого раствора и монтмориллонита в глинах и т. д.

По данным И. Кеннеди (1969 г.) механическая скорость при приближении к зоне АВПД возрастает в 3—4 раза, а И. Форготсон (1969 г.) считает, что увеличение механической скорости бурения уже в 2 раза является надежным признаком приближения к зоне АВПД. И. Иордан и О. Ширли (1966 г.) предложили методике приближенной оценки АВПД с помощью d -экспоненты, учитывающей не только механическую скорость бурения, но и другие параметры, определяющие эффективность бурения: частоту вращения долота и нагрузку на него, его диаметр.

А. Боургун (1971 г.) предложил графический метод выделения пластов с АВПД в момент вскрытия пласта с помощью номограммы, учитывающей ряд факторов, влияющих на скорость бурения: пластовое давление, нагрузку на долото, диаметр долота и его износ.

В. Борел и Р. Льюис (1969 г.) показали возможность прогнозировать зоны аномальных давлений по измерению сопротивления глинистых частиц шлама.

Некоторые авторы [30 и др.] считают, что в разрезе при приближении к зоне АВПД существенно возрастают пластовые температуры. На этом свойстве, а точнее, на постоянном измерении температуры в выкидной линии глинистого раствора основано предложение Д. Тимко и У. Фертла (1971 г.) оценивать приближение к зоне АВПД.

В настоящее время для предварительного прогноза зон аномально высоких пластовых давлений используют также методы разведочной геофизики. К наиболее применимым для этой цели относят методы сейсморазведки и электроразведки. Так, Е. Пеннебакер (1968 г.) считает тенденцию отклонения скоростей сейсмических волн от нормального распределения с повышением поро-

вого давления в глинах достаточной для прогнозирования зон АВПоД (рис. 30). Е. Рейнольдз (1974 г.) отмечает, что по сейсмическим данным зона аномальных давлений может быть выделена с точностью до $\pm(152-300 \text{ м})$ в 60—70 % случаев. Однако в условиях развития на исследуемой территории несогласий и круто залегающих пластов использование сейсморазведки для прогнозирования зон АВПоД сильно осложняется.

Многие из рассмотренных выше методов прогнозирования зон АВПоД вначале применялись лишь для качественного выделения опасной зоны.

Использовать данные электрометрии для оценки поровых давлений одним из первых предложил И. Мак-Грегор (1965 г.). На примере месторождений Мексиканского залива он построил эмпирический график связи градиента давления с изменением проводимости в глинистых породах-покрышках залежей с АВПоД. Подобный график зависимости между градиентом давления и отношением сопротивления глин при нормальном гидростатическом давлении к сопротивлению их в условиях аномального давления был построен К. Хотманом и Р. Джонсоном (1965 г.) (рис. 31). В дальнейшем К. Хотман предложил находить градиент давления поровой жидкости по данным ультразвукового метода по выведенной им зависимости (рис. 32).

Определять аномальные давления по изменению плотности глинистых пород рекомендовали У. Уоллес (1965 г.) и У. Боутман (1967 г.). Последний вывел эмпирическую зависимость для расчета плотности ПЖ по разнице эффективной плотности глинистых пород (рис. 33).

На основании приближенной схемы деформации породы Д. Фостер и Х. Уолен (1966 г.) предложили уравнение для определения поровых давлений в глинистых пластах методом эквивалентных глубин.

Все указанные исследователи для оценки АВПоД использовали либо эмпирические графики, устанавливающие зависимость градиента давления с изменением геофизических параметров в конкретных геологических условиях, либо уравнения, не учитывающие изменение такого важного параметра, как температура. Судя по литературе, такое же положение сохраняется за рубежом и в настоящее время.

В Советском Союзе первая работа, посвященная использованию электрометрии для оценки АВПоД 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 пластовое давление с удельным электрическим сопротивлением глинистых пород для различных геотермических условий. На основании результатов экспериментальных исследований рассчитаны значения коэффициента, характеризующего относительное изменение удельного электрического сопротивления глин от температуры. Б. Л. Александров в 1973 г. усовершенствовал метод, предложенный Д. Фостером и Х. Уоленом (1966 г.). В даль-

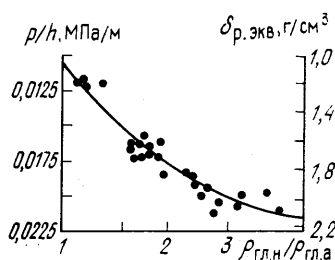


Рис. 31. Зависимость отношения удельных сопротивлений глин $\rho_{г.л.н}/\rho_{г.л.а}$ при нормальном гидростатическом и аномально давлениях от градиента давления (по К. Хоттману и Р. Джонсону, 1965 г.).

$\delta_{р. экв}$ — эквивалентная плотность глинистого раствора

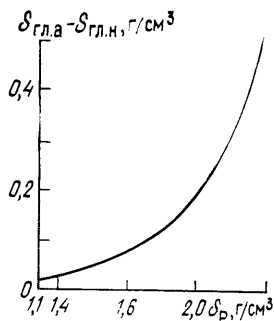


Рис. 33. Зависимость необходимой плотности $\delta_{р}$ глинистого раствора от изменения плотности $\delta_{г.л.а} - \delta_{г.л.н}$ глинистых пород в зоне аномально высоких поровых давлений

нейшем он исследовал факторы, влияющие на достоверность оценки поровых давлений по данным электрометрии и ультразвукового метода, связанных с изменением минералогии глин, минерализации поровых вод, содержанием электропроводящих минералов.

В 1974 г. В. М. Добрыниным и В. А. Серебряковым была предложена методика прогнозирования аномально высоких давлений в осадочных толщах с элизионным водонапорным режимом по геолого-геофизическим наблюдениям до бурения глубоких скважин [10]. Метод нашел применение в СССР и за рубежом. В это же время была разработана и предложена комплексная методика прогнозирования АВПД по результатам различных геофизических методов, известная как «методика кривых нормально уплотненных глин» и получившая широкое применение в различных нефтегазо-

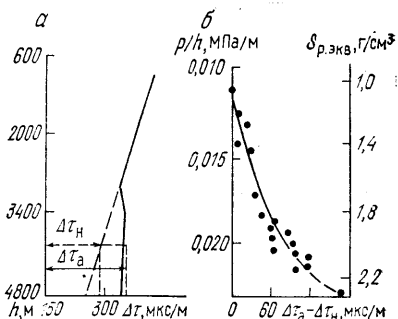


Рис. 32. Зависимость для прогнозирования АВПД по данным ультразвукового метода (по К. Хоттману и Р. Джонсону, 1965 г.).

α — изменение интервального времени пробега $\Delta\tau$ упругой волны в глинах с увеличением глубины; β — зависимость разности интервальных времен пробега упругой волны $\Delta\tau_a - \Delta\tau_n$ в глинах при аномальном и нормальном гидростатических давлениях от градиента пластового давления ρ/h ; приведен пример определения величин $\Delta\tau_a$ и $\Delta\tau_n$ на глубине 4000 м

носных областях Советского Союза [10]. Представителями двух кафедр геофизических исследований скважин и разведочной геофизики Московского института нефти и газа им. И. М. Губкина была изучена возможность и даны рекомендации по использованию сейсморазведки для прогнозирования аномальных давлений в терригенном разрезе [10].

В последние годы геологами и геофизиками был предложен ряд методик оценки АВПД на местах разведки и разработки нефтегазовых месторождений.

Для разрезов Юго-Западной Туркмении Г. Г. Панченко получены статистические зависимости между кажущимся удельным электрическим сопротивлением и эффективным напряжением скелета породы. Метод оценки аномально высоких давлений до начала бурения по интенсивности складкообразования на территории Предкарпатской нефтегазоносной области и Днепрово-Донецкой впадины предложен А. А. Орловым [22]. Для определения значений АВПД в Западной Сибири А. Н. Гальченко предлагает использовать методику коэффициентов увеличения давления.

Б. Итон (1976 г.) на основе промысловых данных вывел уравнение для определения градиента порового давления. Р. Д. Джеваншир модернизировал методику «кривых нормально уплотненных глин» применительно к геологическим разрезам Азербайджана, где пластовые давления в коллекторах существенно отличаются от поровых давлений в глинистых покрышках [3].

Практически в одно и то же время У. Зойлер [38] и А. С. Старостин (1985 г.) для выделения зон АВПоД предложили использовать метод естественной радиоактивности (ГМ). Однако применение этого метода требует тщательного обоснования механизма, влияющего на изменение гамма-активности в зоне АВПоД.

Для прогнозирования аномальных пластовых давлений в сложных геологических условиях в 1982 г. В. М. Добрыниным, В. А. Серебряковым и А. Д. Сребродольским была разработана методика компрессионной кривой, использование которой не только дает хорошие результаты при оценке аномальных давлений, но и позволяет применять ее для изучения геологических особенностей разрезов скважин [13].

По сравнению с методами определения АВПД в научной литературе имеется значительно меньше сведений о возможности прогнозирования аномально низких пластовых давлений. В работе У. Фертла [30] сообщается, что Д. Флорес выявлял и оценивал АНПД на месторождении Киз (штат Оклахома) по данным метода потенциалов собственной поляризации. М. Ф. Двали и К. А. Аникиев (1966 г.) отмечали необходимость выявления залежей с пониженными пластовыми давлениями с помощью газометрии скважин и промыслово-геофизических исследований. Однако они не дают ни методики оценки давлений, ни примеров количественного выделения зон АНПоД.

Первые результаты определения зон аномально низких поровых давлений и их качественной оценки по данным электрометрии и

ультразвукового метода на месторождениях Азово-Кубанской нефтегазоносной области приведены в работе В. А. Серебрякова и Н. А. Пеньковой [26]. При изучении АНПД здесь успешно была применена известная методика кривых нормально уплотненных глин.

В дальнейшем для выделения зон АНПоД и оценки давлений была использована методика компрессионной кривой, а в комплексе геофизических исследований скважин успешно применены методы радиометрии (НГМ, ННМ) и ультразвуковой метод.

Таким образом, к настоящему времени накоплен определенный опыт в области прогнозирования аномальных пластовых давлений, нашли применение различные методы выделения зон АВПоД в АНПоД и количественной оценки давлений.

Все методы прогнозирования зон аномально высоких пластовых давлений основаны на изучении свойств глинистых пород-покрышек в интервалах аномально высокого и аномально низкого давлений. Они характеризуются соответственно пониженной и повышенной степенью уплотнения и сохраняют более высокую или более низкую пористость по сравнению с глинами, находящимися в условиях нормального порового давления. С изменением пористости и плотности изменяются и другие физические свойства глинистых пород, которые могут быть отмечены различными геофизическими методами, а также методами, основанными на изучении режима бурения, параметров промывочной жидкости и шлама. С учетом этих изменений дадим количественную оценку чувствительности важнейших геофизических методов к изменению порового давления флюидов в глинистых породах.

II.2. ВЛИЯНИЕ ПОВОРОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПОРИСТОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

При погружении осадочных пород на большие глубины в процессе формирования осадочных бассейнов происходит медленное увеличение воздействующих на породу давления и температуры. Осадочные горные породы уплотняются главным образом за счет эпигенетических преобразований в поровом пространстве. Изучая по керну изменение физических свойств осадочных пород от глубины их погружения, по существу исследуют результаты необратимых процессов (деформаций), завершившихся в горных породах в течение 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 физических свойств пород на глубинах, еще не вскрытых скважинами, а также используются для повышения надежности интерпретации данных геофизики.

Выше уже говорилось о том, что глинистые породы, вмещающие залежи нефти или газа с аномально высоким пластовым дав-

лением, 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. Для изучения чаще всего выбирают чистые глинистые породы, без заметных примесей песчаного и карбонатного материала. Свойства чистых глинистых пород более однозначно, чем свойства других пород, определяются геостатическим и внутривпоровым давлениями.

Важное значение для решения отмеченных задач имеет изучение закономерностей уплотнения глинистых пород с глубиной их залегания и особенно уменьшения с глубиной их пористости.

Одними из первых попытки установить теоретически зависимость между уплотнением осадков и глубиной погружения сделали Н. Б. Вассоевич (1960 г.) и Д. Уэллер (1961 г.) (рис. 34). 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 (глубина более 3250 м). Д. Уэллер на основании обширного материала также построил график зависимости пористости глинистых осадков от глубины залегания (см. рис. 34) и установил ряд связей, обусловленных увеличением давлений (геостатического и пластического).

Изучение подобных зависимостей в различных районах (рис. 35 — рис. 37) 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, минеральным составом глин, геотермической обстановкой и историей геологического развития имеют свои ускорения консолидации глинистых образований и свои закономерности уплотнения глин. Причем на основании сопоставлений А. Г. Дурмишьян, В. М. Мурадян и другие считают, что: кривая уплотнения Уэллера соответствует консолидированным глинам, испытавшим в течение длительного времени полную разгрузку содержащихся в них флюидов; кривая Вассоевича иллюстрирует влияние некоторого отставания оттока поровой воды от темпа погружения осадков и характерна для более молодых формаций; кривые, сдвинутые вправо от кривой Вассоевича, характе-

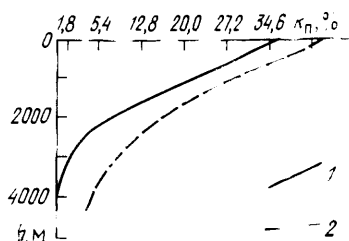


Рис. 34. Зависимость уплотнения (изменения коэффициента пористости k_n) глин от глубины:

1 — по Д. Уэллеру, 2 — по Н. Б. Вассоевичу

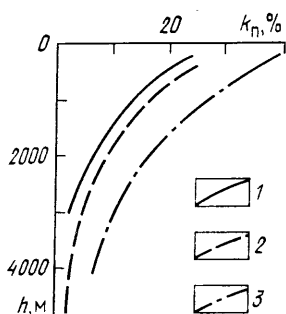


Рис. 35. Зависимость уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) глин от глубины в Азово-Кубанской нефтегазоносной области (по В. К. Попову).

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

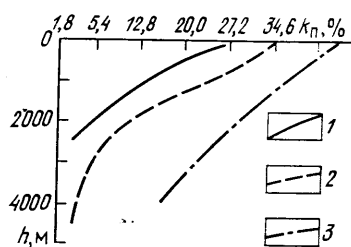


Рис. 36. Зависимость уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) глин от глубины в Крымской нефтегазоносной области (по А. Г. Дурмишьяну и др.).

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

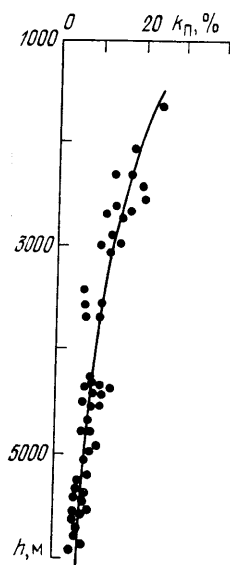


Рис. 37. Зависимость коэффициента общей пористости k_p глинистых пород из Аралсорской св. СГ-1 (Прикаспийская нефтегазоносная область) от глубины их залегания h

ризуют обстановку существенного отставания оттока сжатых флюидов и проявления аномально высоких поровых давлений и типичны для мощных, преимущественно глинистых образований третично-четвертичного возраста, отлагающихся в условиях интенсивного прогибания бассейна осадконакопления.

Все изложенное говорит о том, что в каждом конкретном случае необходимо использовать фактические кривые изменения пористости глин с глубиной для отложений соответствующего возраста.

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

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

где $\beta_n(\tau, t)$ — коэффициент необратимого уплотнения породы.

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

Для определения среднего нормального напряжения в каком-то элементарном объеме пласта необходимо знать главные нормальные напряжения в этом объеме. Их величины зависят в общем случае от веса лежащих выше пород, геометрии и упругости деформируемого пласта и конкретной тектонической обстановки, влияющей на напряженное состояние породы в естественном залегании. В связи с разнообразием геологических условий аналитическое изучение влияния геометрических факторов и тектонических напряжений на деформацию пластов — очень сложная задача. Поэтому для определения среднего нормального напряжения обычно пользуются более простыми схемами деформаций.

Если принять, что гравитационные силы, создаваемые весом вышележащих осадков, являются основными силами, определяющими напряженное состояние горизонтальных пластов на различных глубинах, то горизонтальные главные нормальные напряжения σ_x и σ_y будут равны и составлять часть от вертикального главного нормального напряжения σ_z

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

где $K = \nu / (1 - \nu)$ — коэффициент бокового распора.

В этом случае среднее нормальное напряжение

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

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 для σ с учетом изменяющейся плотности пород можно записать так:

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

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

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

$$p = \sum_{i=1}^N g \delta_{vi} h_i, \quad (\text{II.5})$$

где δ_{vi} — плотность пластовой воды в интервале разреза мощностью h_i .

С помощью (II.4) и (II.5) определяют эффективное напряжение:

$$\sigma - p = \sum_{i=1}^N g (\delta_{ni} - \delta_{vi}) h_i. \quad (\text{II.6})$$

Уравнение (II.6) можно упростить, воспользовавшись средними по разрезу значениями плотности осадочных пород и пластовых жидкостей ($\delta_{п. ср}$ и $\delta_{в. ср}$):

$$\sigma - p = g (\delta_{п. ср} - \delta_{в. ср}) h. \quad (\text{II.7})$$

Если принять $\delta_{п. ср} = 2,5$ г/см³, а $\delta_{в. ср} = 1,1$ г/см³, уравнение (II.6) примет вид

$$\sigma - p = 0,014h, \quad (\text{II.8})$$

где σ и p — в МПа, а h — в м; 0,014 — размерный коэффициент.

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

$$dk_n / (1 - k_n) k_n \approx -0,014 \beta_n(\tau, t) dh. \quad (\text{II.9})$$

Из (II.9) следует, что изменение коэффициента пористости с глубиной зависит и от коэффициента необратимого уплотнения $\beta_n(\tau, t)$.

Уравнение (II.9) 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:

$$\beta_n(\tau, t) \approx \frac{1}{0,014 (1 - k_n) k_n} \frac{\Delta k_n}{\Delta h}, \quad (\text{II.10})$$

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

Глинистые породы наиболее подвержены уплотнению. Градиент изменения общей пористости этих отложений в интервале 2000—6000 м согласно табл. 2 уменьшается с глубиной в 4 раза. В то же

Т а б л и ц а 2

Результаты определения коэффициентов необратимого уплотнения глинистых пород из Аралсорской скв. СГ-1 по данным изучения общей пористости

Глубина, м	Среднее значение общей пористости	$\frac{\Delta k_{\text{п}}}{\Delta h} \cdot 10^{-4}, \text{ м}^{-1}$	$\beta_{\text{п}}(\tau, t) \cdot 10^3, \text{ МПа}^{-1}$
2000	0,180	—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 значение $25 \cdot 10^{-3}$

время коэффициент $\beta_{\text{п}}(\tau, t)$ изменяется мало. Для практических определений в первом приближении можно принять, что коэффициент необратимого уплотнения $\beta_{\text{п}}(\tau, t)$ 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, интегрирование уравнения (II.10) позволит получить

$$\frac{k_{\text{п}}^h}{k_{\text{п}}^{h=0}} = \frac{\exp[-0,014\beta_{\text{п}}(\tau, t)h]}{1 - k_{\text{п}}^{h=0} \{1 - \exp[-0,014\beta_{\text{п}}(\tau, t)h]\}}, \quad (\text{II.11})$$

где $k_{\text{п}}^h$ — коэффициент пористости на глубине h ; $k_{\text{п}}^{h=0}$ — то же вблизи поверхности.

Как видно из рис. 38, теоретические, вычисляемые по (II.11), и экспериментальные кривые хорошо согласуются между собой, в то же время коэффициенты необратимого уплотнения разновозрастных пород имеют различные значения, что еще раз подтверждает выводы других исследователей. По-видимому, влиянием возраста однотипных пород можно пренебречь лишь в районах, характеризующихся погружением осадков без значительных перерывов в осадконакоплении. 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 осадконакоплении, а также при детальном изучении процесса уплотнения.

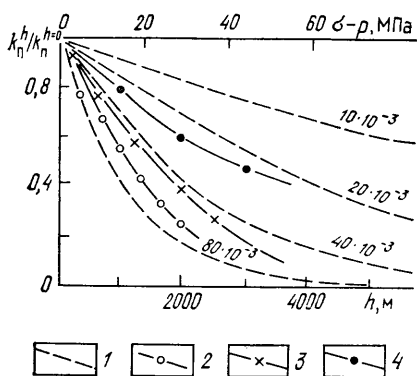


Рис. 38. Уменьшение коэффициента пористости $k_p^h/k_p^{h=0}$ глинистых пород с глубиной h .

1 — теоретические кривые, вычисленные по (II.11) при $k_p^{h=0} = 0,3$; экспериментальные кривые для: 2 — третичных глинистых пород Венесуэлы (В. М. Добрынин, 1970 г.), 3 — третичных глинистых пород Северо-Восточного Предкавказья (Е. И. Стетюха, 1964 г.), 4 — майкопских глин Крыма (А. Г. Дурмишьян); параметр кривых — коэффициент необратимого уплотнения $\beta_p(\tau, t)$ в МПа⁻¹

Согласно (II.1) величина коэффициента пористости зависит от давления флюида в порах. При аномально высоком давлении флюида $(\sigma - p_a) < (\sigma - p_n)$, уплотнение породы происходит менее интенсивно. При аномально низком давлении $(\sigma - p_a) > (\sigma - p_n)$ и уплотнение породы происходит более интенсивно. Оценим различие в значениях коэффициента пористости при разных давлениях флюида на какой-то фиксированной глубине и путем интегрирования (II.1) с условием, что $d\sigma = 0$:

$$\frac{k_{п.а}}{k_{п.н}} \approx \frac{\exp [\beta_p(\tau, t) (p_a - p_n)]}{1 - k_{п.н} \{1 - \exp [\beta_p(\tau, t) (p_a - p_n)]\}}, \quad (II.12)$$

где $k_{п.а}$ и $k_{п.н}$ — значения коэффициентов пористости породы на одной и той же глубине при аномальном и нормальном гидростатическом давлении поровых флюидов соответственно.

Для количественной оценки разрешающей способности основных геофизических методов исследования скважин к изменению давления порового флюида ориентировочно примем, что нижний предел аномально высокого давления

$$p_{a \min} = 0,013h. \quad (II.13)$$

В промышленных залежах нефти или газа градиент пластового давления чаще всего не превышает 0,02 МПа, хотя и известны случаи непромышленных залежей с градиентом давлений 0,024 МПа. В нашей оценке изменений физических свойств, чтобы не завышать эти изменения, верхний предел аномального давления определим, исходя из уравнения

$$p_{a \max} = 0,020h. \quad (II.14)$$

Таким образом, будем считать, что поровое аномальное давление флюидов в глинах, покрывающих возможные промышленные залежи нефти и газа, изменяется в пределах $0,013h \leq p_a \leq 0,02h$.

Значения аномально низкого пластового давления могут варьировать также в довольно широких пределах. Для оценки возмож-

ных изменений коэффициентов пористости глинистых пород при снижении их порового давления примем, что АНПД изменяются в пределах $0,008h \geq p_{ан} \geq 0,005h$. Нормальное гидростатическое давление в этой приближенной оценке

$$p_n = 0,011h. \quad (II.15)$$

Тогда в интервале аномально высоких давлений

$$(p_a - p_n)_{\min} = 0,013h - 0,011h = 0,002h,$$

$$(p_a - p_n)_{\max} = 0,020h - 0,011h = 0,009h,$$

для аномально низких давлений

$$(p_{ан} - p_n)_{\min} = 0,008h - 0,011h = -0,003h,$$

$$(p_{ан} - p_n)_{\max} = 0,005h - 0,011h = -0,006h.$$

И (II.12) можно записать: для АВПД

$$\left(\frac{k_{п. а}}{k_{п. н}} \right)_{p_a=0,013h} = \frac{\exp [0,002\beta_n (\tau, t) h]}{1 - k_{п. н} \{1 - \exp [0,002\beta_n (\tau, t) h]\}},$$

$$\left(\frac{k_{п. а}}{k_{п. н}} \right)_{p_a=0,020h} = \frac{\exp [0,009\beta_n (\tau, t) h]}{1 - k_{п. н} \{1 - \exp [0,009\beta_n (\tau, t) h]\}}; \quad (II.16)$$

для АНПД

$$\left(\frac{k_{п. ан}}{k_{п. н}} \right)_{p_{ан}=0,008h} = \frac{\exp [-0,003\beta_n (\tau, t) h]}{1 - k_{п. н} \{1 - \exp [-0,003\beta_n (\tau, t) h]\}},$$

$$\left(\frac{k_{п. ан}}{k_{п. н}} \right)_{p_{ан}=0,005h} = \frac{\exp [-0,006\beta_n (\tau, t) h]}{1 - k_{п. н} \{1 - \exp [-0,006\beta_n (\tau, t) h]\}}. \quad (II.17)$$

В табл. 3 и 4 приведены результаты оценки возможных изменений коэффициента пористости глинистых пород за счет увеличения и уменьшения порового давления. Вычисления выполнены по формулам (II.16) и (II.17) при коэффициенте необратимого уплотнения глинистых пород $\beta_n (\tau, t) = 25 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$.

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

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

которая позволяет оценить пределы изменения плотности в результате изменения порового давления:

$$\frac{\delta_{п. а}}{\delta_{п. н}} = \frac{(\delta_{тв}/k_{п. а}) - (k_{п. а}/k_{п. н}) (\delta_{тв} - \delta_{ж})}{(\delta_{тв}/k_{п. н}) - (\delta_{тв} - \delta_{ж})}, \quad (II.18)$$

где $\delta_{п. а}$ и $\delta_{п. н}$ — плотность глинистых пород соответственно в зоне аномального и нормального гидростатического порового давления; $\delta_{ж}$, $\delta_{тв}$ — плотность соответственно жидкой и твердой фаз пород.

В табл. 3 и 4 приведены результаты определений изменений плотности глинистых пород по (II.18) при условии, что $\delta_{ж} = 1,1 \text{ г/см}^3$, $\delta_{тв} = 2,7 \text{ г/см}^3$. $k_{п. а}/k_{п. н}$ и $k_{п. ан}/k_{п. н}$ в (II.18) соответствуют приведенным в табл. 3 и 4.

Разрешающая способность основных геофизических методов исследования до аномально высокого

Глубина, м	$k_{п. н.}$, %	$p_{ан}$, МПа		$\frac{k_{п. а}}{k_{п. н}}$		$\frac{\delta_{п. а}}{\delta_{п. н}}$	
		0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h
2000	18	26	40	1,1	1,4	0,99	0,95
4000	8,5	52	80	1,2	2,2	0,99	0,94
6000	4,0	78	120	1,3	3,4	0,99	0,93

Примечание. 0,013 h и 0,02 h — значения p_a .

Разрешающая способность основных геофизических методов исследования до аномально низкого

Глубина, м	$k_{п. н}$	p_a , МПа		$\frac{k_{п. ан}}{k_{п. н}}$		$\frac{\delta_{п. ан}}{\delta_{п. н}}$	
		0,008 h	0,005 h	0,008 h	0,005 h	0,008 h	0,005 h
2000	18,0	16	10	0,88	0,76	1,014	1,030
4000	8,5	32	20	0,76	0,57	1,013	1,023
6000	4,5	48	30	0,65	0,42	1,010	1,016

Примечание. 0,008 h и 0,005 h — значения $p_{ан}$.

Необходимо указать на некоторую условность выполненной по (II.16) оценки изменений коэффициента пористости глинистых пород в зоне АВПД. Применяя (II.16), мы допускаем, что аномальное давление p_a возникает у поверхности осадочной толщи и образовавшийся здесь градиент давления сохраняется до расчетной глубины h . При этом мы несколько завышаем величину изменений коэффициента пористости. Если, например, предположить, что образование АВПоД в изучаемом разрезе началось с глубины 2000 м, вместо аргумента h в (II.16) мы должны использовать аргумент $h - 2000$.

В последнем случае отношение $k_{п. а}/k_{п. н}$, вычисленное в табл. 3 для глубины $h = 2000$ м, относилось бы к глубине $h \approx 4000$ м и т. д. Однако верхняя граница возникновения АВПД может иметь самую различную глубину залегания — от 600 до 3000 м. Нам не известна палеоглубина зоны АВПД. Поэтому мы предпочли отмеченную условность оценки изменений пористости возможной ее неоднозначности. Тем более, что для снижения ошибки верхний предел градиента в зоне АВПД был ограничен величиной 0,02 вместо наибольшего 0,024 и градиент нормального давления принят равным 0,11 вместо 0,0105—0,0107 в природных условиях.

Таблица 3

скважин при изменении порового давления флюида в глинистых покрышках

$\frac{\rho_{п. а}}{\rho_{п. н}}$		$\frac{I_{\gamma\gamma а}}{I_{\gamma\gamma н}}$		$\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}$		$\frac{I_{п\gamma а}}{I_{п\gamma н}}$		$\frac{\Gamma_a}{\Gamma_n}$	
0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h	0,013 h	0,020 h
0,83	0,62	1,05	1,30	1,06	1,32	0,98	0,82	1,0	1,08
0,77	0,30	1,06	1,42	1,06	1,43	0,98	0,76	1,0	1,19
0,67	0,16	1,06	1,52	1,06	1,46	0,98	0,74	1,0	1,23

Таблица 4

скважин при изменении порового давления флюида в глинистых покрышках

$\frac{\rho_{п. ан}}{\rho_{п. н}}$		$\frac{I_{\gamma\gamma ан}}{I_{\gamma\gamma н}}$		$\frac{\Delta\tau_{ан}}{\Delta\tau_n}$		$\frac{I_{п\gamma он}}{I_{п\gamma н}}$	
0,008 h	0,005 h	0,008 h	0,005 h	0,008 h	0,005 h	0,008 h	0,005 h
1,21	1,52	0,91	0,82	0,882	0,765	1,067	1,13
1,52	2,32	0,912	0,85	0,771	0,589	1,064	1,123
1,91	3,67	0,929	0,88	0,679	0,467	1,058	1,100

Необходимо иметь в виду, что выполненная теоретическая оценка справедлива при условии, что на всех глубинах могут формироваться аномальные давления до 0,02h. Мы видели, что коэффициент аномальности, благодаря снижению водосодержания глинистых пород, может снижаться на больших глубинах, этому будет также способствовать появление трещиноватости глинистых пород-покрышек.

Таким образом, в зоне аномально высоких пластовых давлений коэффициент пористости глинистых пород возрастает, а их плотность падает. В зоне аномально низких давлений коэффициент пористости глин существенно снижается, а плотность возрастает. Эти изменения свойств глин с увеличением глубины залегания при изменении пластового давления в соответствии с природными градиентами становятся более контрастными по сравнению со свойствами глин, имеющими нормальное поровое давление, что позволяет рекомендовать изучение пористости и плотности шлама пород для прогноза АВПД и АНПД в процессе бурения. Известные из литературы экспериментальные данные по определению пористости и плотности глинистых пород в зоне АВПоД согласуются с выполненной оценкой.

Поскольку многие физические свойства осадочных пород зависят от их пористости и плотности, отмеченные изменения пористости и плотности глинистых пород позволяют использовать для прогнозирования зон аномальных давлений в глинистых толщах различные геофизические методы, включая сейсморазведку, электроразведку, промыслово-геофизические исследования скважин, а также методы, основанные на изучении шлама глинистых пород. Рассмотрим возможность применения метода изучения естественной радиоактивности горных пород (ГМ) для выделения зон аномально высоких поровых давлений.

II.3. ИЗМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ОТ ДАВЛЕНИЯ ПОРОВЫХ ФЛЮИДОВ

II.3.1. Удельное электрическое сопротивление (электропроводность)

Используем известную зависимость между параметром пористости $P_{п}$ и пористостью породы $k_{п}$:

$$P_{п} = a_m / k_{п}^m, \quad (II.19)$$

где a_m и m — постоянные коэффициенты.

Тогда, считая, что удельное электрическое сопротивление поровых вод практически не зависит от давления в них, получим $P_{п. а} / P_{п. н} = \rho_{п. а} / \rho_{п. н} = (k_{п. н} / k_{п. а})^m$, (II.20)

где $\rho_{п. а}$ и $\rho_{п. н}$ — удельное сопротивление глинистых пород при условии соответственно аномального и нормального гидростатического порового давления на одной и той же глубине залегания.

Следует отметить, что кроме пористости на удельное электрическое сопротивление глинистых пород в зоне АВПД влияет уменьшенное для заданной глубины значение эффективного напряжения. Так, на заданной глубине глинистые породы в зоне АВПД испытывают действие уплотняющего напряжения $(\sigma - p_a)$, а нормально уплотненные глины — действие $(\sigma - p_n)$. Эта разница в напряжениях $(p_a - p_n)$, как показывает оценка, приводит к дополнительному уменьшению $\rho_{п. а}$ в среднем от 1—5 % (при $p_a = 0,013h$) до 10—20 % (при $p_a = 0,02h$). Однако этот эффект существенно ниже, чем эффект от изменения пористости породы, и, учитывая приближенность нашей оценки, мы его включили в вычисленные результаты.

В табл. 3 приведены значения снижения удельного сопротивления глинистых пород за счет увеличения порового давления, определенные по (II.20) при условии $m = 1,5$ ($k_{п. н} / k_{п. а}$ изменяются в соответствии с данными табл. 3). Полученные результаты свидетельствуют, что удельное сопротивление глинистых пород значительно более чувствительно к изменению порового давления, чем коэффициенты пористости. Например, на глубине 4000 м в зоне

АВПД удельное электрическое сопротивление на 23—70 %, а на глубине 6000 м уже на 33—84 % меньше, чем удельное сопротивление глин при нормальном гидростатическом давлении.

Многочисленные экспериментальные данные хорошо согласуются с результатами приведенной оценки. Например, в скважинах площадей Азово-Кубанской нефтегазоносной области в зависимости от увеличения порового давления изменения (уменьшения) удельного электрического сопротивления глинистых пород достигают 70—80 %. Так, в скважинах Новодмитриевской площади, где на глубинах 2000 м отмечены давления с коэффициентом аномальности 1,3—1,4, удельное электрическое сопротивление глин в зоне АВПоД на 50—60 % меньше, чем удельное сопротивление нормально уплотненных глин. В Южно-Андреевской скв. 1 на глубине 3900 м коэффициент аномальности пластового давления равен 1,95. На диаграммном материале этой скважины уменьшение удельного сопротивления в зоне аномальных давлений по сравнению с тенденцией нормального уплотнения составляет до 75 %. В скв. 1 Восточно-Афипской площади на глубине 4700 м при $K_a=1,9$ уменьшение удельного сопротивления достигает 66 %, а в скважинах Северной 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 более 4000 м при $K_a=1,37$ удельное электрическое сопротивление глин по сравнению с сопротивлением нормально уплотненных глин уменьшается на 88 %.

Аналогичным образом оценим изменение удельного электрического сопротивления глинистых пород при уменьшении порового давления. Полученные данные (см. табл. 4) свидетельствуют, что удельное сопротивление глинистых пород в значительно большей степени реагирует на уменьшение порового давления, чем коэффициент пористости. Так, на глубине 4000 м в зоне АНПоД электрическое сопротивление на 52—132 %, а на глубине 6000 м уже на 91—267 % больше, чем удельное сопротивление глин при нормальном гидростатическом давлении.

Пример выделения глинистых покрышек с аномально низким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 161 Майкопской площади свидетельствует об увеличении удельного электрического сопротивления в зоне аномально низкого порового давления ($K_a=0,57$) на глубине 2500 м за счет переуплотнения на 130 %.

Эти и многие подобные примеры по другим нефтегазоносным областям практически подтверждают приведенную теоретическую оценку возможных изменений удельного электрического сопротивления в зависимости от порового давления.

II.3.2. Рассеянное гамма-излучение

Для решения этой задачи воспользуемся тем, что между интенсивностью рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ и плотностью пород $\delta_{п.н}$ имеется связь

$$\lg I_{\gamma\gamma} = B - a\delta_{п.н}, \quad (\text{II.21})$$

где a и B — постоянные коэффициенты.

Уравнение (II.21) позволяет оценить влияние изменения плотности глинистых пород на показания метода:

$$I_{\gamma\gamma a}/I_{\gamma\gamma н} = \exp[2,3a\delta_{п.н}(1 - \delta_{п.а}/\delta_{п.н})]. \quad (\text{II.22})$$

В табл. 3 и 4 приведены результаты вычислений по (II.16) и (II.17). При этом $\delta_{п.н}$ были определены по средним значениям коэффициента пористости, указанным в табл. 4 и 5, также при условии $\delta_{тв} = 2,74$ г/см³ и $\delta_{ж} = 1,1$ г/см³. Отношения $\delta_{п.а}/\delta_{п.н}$ взяты из табл. 3 и 4, а коэффициент $a = 1$. Из результатов вычислений видно, что с увеличением порового давления интенсивность рассеянного гамма-излучения возрастает, например, на глубине 4000 м на 6—42 %, на глубине 6000 м — на 6—52 %.

При снижении порового давления значения интенсивности рассеянного гамма-излучения снижаются, соответственно на глубине: 2000 м на 9—18 %, 4000 м на 8—15 %, 6000 м на 6—12 %.

На практике при выделении зон аномально высокого порового давления по данным геофизического метода рассеянного гамма-излучения отмечено, что интенсивность рассеянного гамма-излучения в зоне аномальных давлений возрастает еще в большей степени. Так, на площади Наманган в скв. 23 (Ферганская нефтегазоносная область) на глубине 4300 м при поровом давлении с коэффициентом аномальности 2 интенсивность рассеянного гамма-излучения возрастает на 70 %, а в скв. 1 на площади Уч-Курган этой же нефтегазоносной области на глубине 4125 м с $K_a = 1,37$ — на 78 %.

Изучение возможности выделения зоны АВПД с помощью ГГМ в Предкарпатском нефтегазоносном районе позволило установить, что в зоне аномальных давлений на площади Иваники (глубина 3100 м, $K_a = 1,36$) интенсивность рассеянного гамма-излучения в глинах с АВПоД по сравнению с интенсивностью в «нормально уплотненных» глинах увеличивается на 39 %.

II.3.3. Гамма-излучение радиационного захвата нейтронов

Будем исходить из уравнения, связывающего объемную влажность ω породы и измененное значение гамма-излучения радиационного захвата $I_{h\gamma}$,

$$\lg \omega = b_1 - a_1 I_{h\gamma}, \quad (\text{II.23})$$

где a_1 и b_1 — постоянные коэффициенты.

Уравнение (II.23) позволяет получить

$$\frac{I_{h\gamma a}}{I_{h\gamma н}} = 1 - \frac{\lg(\omega_a/\omega_n)}{b_1 - \lg \omega_n}. \quad (\text{II.24})$$

Объемное содержание воды в породе связано с коэффициентом пористости: $\omega = k_{п.н} + \omega_x$, где ω_x — объемное содержание химически связанной воды в глинистой породе.

Откуда

$$\frac{\omega_a}{\omega_n} = \frac{k_{п.а}/k_{п.н} + \omega_x/k_{п.н}}{1 + \omega_x/k_{п.н}}. \quad (II.25)$$

С помощью (II.24) и (II.25) вычислены пределы изменения интенсивности гамма-излучения радиационного захвата для случая $\omega_x = 0,2$ и $b_1 = 2$ (прибор ДРСТ-1, $d_c = 19,6$ см) при изменениях пористости $k_{п.а}/k_{п.н}$, указанных в табл. 3 и 4. Полученные значения также занесены в табл. 3 и 4. Из таблиц видно, что в зоне АВПоД интенсивность вторичного гамма-излучения снижается за счет увеличения пористости породы, в зоне АНПоД повышается за счет большого уплотнения.

При обработке материалов нейтронного гамма-метода по скважинам, в которых наблюдалось аномально высокое поровое давление, замечено, что интенсивность нейтронного гамма-излучения в зоне аномальных давлений может снижаться до 30—60 %. Например, в скв. 23 площади Наманган (Ферганская нефтегазоносная область) на глубину 4300 м с $K_a = 2$ интенсивность нейтронного гамма-излучения по сравнению с тенденцией его изменения в нормально уплотненных глинах снижается на 33 %, а в скв. 3 Ставропольской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область) на глубине 3000 м при $K_a = 1,6$ она уменьшается до 51 %.

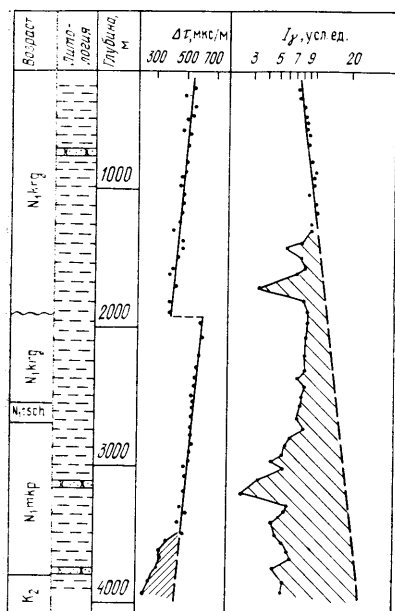
В зоне аномально низких поровых давлений, выделенной в скв. 2 Южно-Ленинодарской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область) интенсивность нейтронного гамма-излучения на глубине 2000 м увеличивается на 11 %.

II.3.4. Естественная радиоактивность

Выделение зон аномально высоких давлений по данным гамма-метода связывается [38 и др.] в основном с повышенным значением пористости глинистых пород-покрышек, т. е. со свойством, которое используется для качественного выделения и количественной оценки поровых давлений с помощью многих геофизических методов.

Проанализируем эту гипотезу. Для этой цели используем результаты геофизических исследований скважин (электрометрия, ультразвуковой метод и метод естественной радиоактивности) на площадях Азово-Кубанской и Терско-Сунженской нефтегазоносных областей, где после длительной эксплуатации (15—20 лет) значения пластовых давлений в залежах изменились от аномально высоких до аномально низких.

По данным электрометрии и ультразвукового метода были построены кривые нормально уплотненных глин, по которым под разрабатываемыми залежами уверенно выделяется зона аномально низких поровых давлений (рис. 39). В то же время результаты



1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона техногенных АНПОД; 4 — зона палеоАВПОД; 5 — значение геофизического параметра

Рис. 39. Аномалии естественной радиоактивности глинистых пород в зоне АВПОД (скв. 113, площадь Ястребиная).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона техногенных АНПОД; 4 — зона палеоАВПОД; 5 — значение геофизического параметра

образом урана (U), тория (Th) с продуктами распада, а также радиоактивного изотопа калия (⁴⁰K). Остальные радиоактивные элементы при существующей распространенности в земной коре заметного вклада в суммарную радиоактивность глинистых пород внести не могут. Относительный вклад в суммарную гамма-активность глинистых пород вносят: уран — 26 %, торий — 40 % и калий — 34 %.

Важнейшее свойство природных соединений тория, а также четырехвалентного урана — весьма слабая их растворимость. Характерная особенность шестивалентного урана — способность растворяться в присутствии карбонатов аммония или щелочных металлов, т. е. в специфической геохимической обстановке. Спектрометрическими исследованиями Ю. С. Старостина (1985 г.) на 166 образцах глин из угленосных отложений ДДВ установлено, что содержания урана в образцах из зон аномальных и нормальных давлений различаются несущественно.

Наибольший интерес при изучении естественной радиоактивности осадочных горных пород в условиях аномально высоких дав-

измерения естественной радиоактивности однозначно выделяют интервал пониженной радиоактивности, что, согласно рекомендациям [38 и др.], должно указывать на наличие аномально высоких поровых давлений. В действительности в этих интервалах разрезов скважин аномально высоких давлений уже не существует, что показывают данные прямых замеров давлений, а также результаты методов ГИС, которые уверенно реагируют на изменение пористости горных пород.

Эти примеры свидетельствуют о том, что изменение пористости (плотности) глинистых пород в зонах аномально высоких поровых давлений не оказывает существенного влияния на уровень естественной радиоактивности. Следовательно уменьшение радиоактивности в зонах аномально высоких давлений имеет другую природу, которая рассмотрена ниже.

По данным В. В. Ларионова (1969 г.) естественная радиоактивность обусловлена присутствием в горных породах главным

лений представляет радиоактивный изотоп калия (^{40}K). Во-первых, ионы калия при взаимодействии с водным раствором обладают отрицательной гидратацией (по А. М. Блоху), т. е. молекулы воды вблизи ионов калия становятся более подвижными, чем в чистой воде. Таким образом, отрицательная гидратация способствует ослаблению водородных связей в водном растворе, т. е. ионы калия разупорядочивают структуру воды, в зоне его влияния молекулы воды становятся более подвижными. Во-вторых, при взаимодействии природных растворов с твердой фазой пород действует принцип подвижного равновесия Ле-Шателье: если условия, при которых система находится в состоянии равновесия, изменяются, то равновесие смещается в направлении, способствующем восстановлению первоначальных условий. В соответствии с этим принципом повышение порового давления в горных породах приводит к нарушению подвижного равновесия и, как следствие, к переходу в фильтрующуюся поровую воду ионов, понижающих давление раствора, т. е. ионов с отрицательной гидратацией.

Определенное влияние на скорость фильтрации поровых вод через осадочные породы оказывает температура. Установлено, что повышение температуры вызывает усиление движения молекул воды, что равнозначно воздействию на раствор воды ионов с отрицательной гидратацией.

Таким образом, согласно изложенному, уменьшение естественной радиоактивности в зонах аномально высоких поровых давлений можно объяснить закономерным (при повышении порового давления и температуры) нарушением подвижного равновесия в горной породе и удалением из нее какого-то количества ионов калия потоком мигрирующих водных растворов. Это приводит к понижению естественной радиоактивности осадочных горных пород в зонах развития аномально высоких поровых давлений.

Эти теоретические предпосылки подтверждаются результатами изучения ядра и скважинными геофизическими данными по ряду месторождений Краснодарского края и Западной Сибири. Используя данные исследований В. В. Хабарова (табл. 5) по изучению естественной радиоактивности глин в разрезе Харасавэйского месторождения, проведенных на лабораторной установке спектрального анализа, и сравнив их с результатами электрометрии скважин, получим интересные сведения для выделения зон АВПоД с помощью спектрометрических измерений естественной радиоактивности образцов ядра. На рис. 40 верхняя граница АВПоД по методу сопоставлений надежно выделяется на глубине 2250—2300 м. В то же время по данным измерения естественной радиоактивности увеличение порового давления отмечается уже на глубине около 2100 м, причем суммарная радиоактивность I_{Σ} уменьшается на 12 %, а радиоактивность, связанная с содержанием изотопа калия, на 15 % по сравнению с линией нормального изменения соответствующей радиоактивности по разрезу. На глубинах ниже 2500 м уменьшение суммарной естественной радиоактивности по сравнению с линией нормального изменения составило около

Характеристика глин по естественной радиоактивности

Скважина	h , м	$k_{П}$, %	I_K , $\frac{\text{ИМП}}{\text{МИН} \cdot \text{СМ}^3}$	I_{Σ} , $\frac{\text{ИМП}}{\text{МИН} \cdot \text{СМ}^3}$
17	1812	10,6	3,39	4,74
9	1858	10,5	3,27	4,40
11	1504	16,4	2,79	4,00
6	1415	15,4	2,90	4,13
3	2068	10,0	3,15	4,39
4	2201	10,4	3,19	4,27
11	1508	15,0	2,87	4,11
16	1820	10,1	3,21	4,47
6	1417	14,6	2,94	4,14
8	2237	9,0	2,88	4,02
9	1528	14,0	2,58	3,66
11	2511	8,5	2,97	4,29
9	1530	11,0	2,56	3,66
16	802	24,8	2,26	3,18
2	1515	11,7	2,71	3,80
2	1469	12,8	3,21	4,54
2	1478	15,5	2,76	3,92

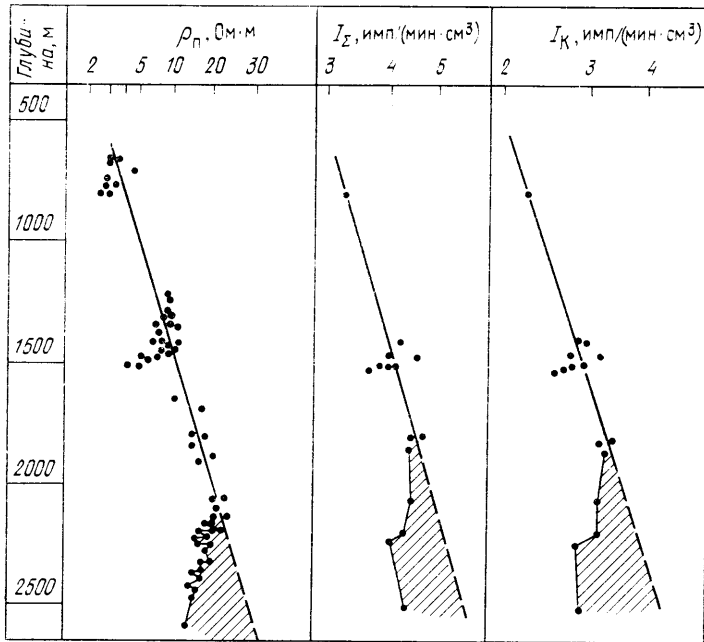


Рис. 40. Выделение зон anomalно высоких поровых давлений по данным электротометрии и спектрального анализа на Харасавэйской площади

20 %, в то же время радиоактивность по калию изменилась до 30 %.

Этот и другие примеры свидетельствуют о возможности выделения зон АВПоД и, что особенно важно, ее верхней границы по данным измерения суммарной естественной радиоактивности горных пород и радиоактивности, связанной с содержанием изотопа калия. Эти исследования могут осуществляться путем гамма-спектрометрических измерений в скважине прибором на кабеле, а также по результатам изучения образцов керна и шлама по разрезу бурящейся скважины.

Однако на использование предлагаемых методов прогнозирования АВПД по естественной радиоактивности горных пород существует ограничение. Методы применимы лишь в том случае, когда поровое давление в покрышке отражает величину пластового давления в коллекторах, т. е. их можно использовать на разведочных площадях и на месторождениях, не подвергавшихся длительной эксплуатации и не имеющих существенного снижения пластового давления по сравнению с начальным. В то же время изучение естественной радиоактивности, вероятно, можно попытаться использовать для палеоконструкций гидродинамической обстановки региона исследований по содержанию калия. По этому свойству глинистые породы как бы «запоминают» аномально высокие поровые давления, образовавшиеся на различных этапах геологической истории. Это свойство естественной радиоактивности поможет прогнозировать оседание земной поверхности в результате возникновения техногенных аномально низких пластовых давлений.

II.3.5. Упругие свойства

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

$$\Delta\tau = k_{п} (\Delta\tau_{ж} - \Delta\tau_{тв}) + \Delta\tau_{тв}, \quad (II.26)$$

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

Отсюда определим увеличение интервального времени пробега упругих волн в глинистой породе с аномальным поровым давлением за счет увеличенной пористости:

$$\left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)' = \frac{(k_{п. а}/k_{п. н}) (\Delta\tau_{ж} - \Delta\tau_{тв}) + \Delta\tau_{тв}/k_{п. н}}{\Delta\tau_{ж} - \Delta\tau_{тв} + \Delta\tau_{тв}/k_{п. н}}. \quad (II.27)$$

Вторым фактором, который усилит различие интервального времени, является пониженное значение эффективного напряжения. Соответствующее изменение интервального времени

$$\left(\frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}\right)'' = \left(\frac{\sigma - p_n}{\sigma - p_a}\right)^k. \quad (II.28)$$

Если принять $k=0,166$, что характерно для слабо сцементированных пород, то для условий $p_a=0,013h$ увеличение интервального времени $(\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)''=1,03$, а для $p_a=0,02$ $(\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)''=1,18$.

Общий эффект от влияния увеличения пористости и снижения эффективного напряжения на изменение интервального времени $\Delta\tau_a/\Delta\tau_n = v_{пл.н}/v_{пл.а} = (\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)' (\Delta\tau_a/\Delta\tau_n)''$, (II.29)

где $v_{пл.н}$ и $v_{пл.а}$ — интервальная скорость продольных волн соответственно при нормальном и аномальном давлении.

В табл. 3 приведены результаты определений по формуле (II.29), при условии $\Delta\tau_{тв}=180$ мкс/м и $\Delta\tau_{ж}=630$ мкс/м. Как видно, с увеличением порового давления интервальное время пробега упругих волн в глинах может увеличиваться на 46 %.

Аналогичным образом определим уменьшение интервального времени пробега упругих волн в глинистых покрышках за счет уменьшения пористости. Из табл. 4 видно, что изменение Δt в уплотненных глинах достигает 53 %.

Примеры выделения зон аномального порового давления с помощью ультразвукового метода хорошо согласуются с данными теоретической оценки и показывают, что с увеличением порового давления интегральное время пробега упругих волн в глинах может увеличиваться на 30—50 %, с уменьшением порового давления до аномально низкого Δt уменьшается на 40—60 %.

Так, на Новодмитриевской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область) на глубинах 2350—2590 м с $K_a=1,4 \div 1,45$ интервальное время пробега упругих волн увеличивается на 22—34 %, а в Карджин-Змейской скв. 39 (Терско-Сунженский нефтегазоносный район) на глубине 1950 м при $K_a \approx 1,66$ интервальное время пробега упругих волн в глинах возрастает на 42 %.

Пример выделения зон АНПоД в скв. 87 площади Брагуны (Терско-Сунженская нефтегазоносная область) свидетельствует о практическом уменьшении интервального времени Δt на глубине 3900 м в глинах с аномально низким поровым давлением ($K_a=0,9$) на 35 %.

III.3.6. Температура

Изменение геотермического градиента в зоне АВПД связано с изменением теплопроводности глин на одной и той же глубине залежи

$$\Gamma_a/\Gamma_n = \lambda_n/\lambda_a, \quad (\text{II.30})$$

где Γ_a и Γ_n — геотермический градиент глинистых пород соответственно с аномальным и нормальным гидростатическим давлением флюидов в порах; λ_a и λ_n — теплопроводность аномально уплотненных и нормально уплотненных глинистых пород.

Для определения изменений теплопроводности глин от их плотности воспользуемся статистической связью для глинистых пород Предкавказья (Г. М. Сухарев 1972 г. и др.):

$$\lambda = 1,35 + (\delta_n - 2,3)/(2,33 - 0,7). \quad (\text{II.31})$$

Результаты этих вычислений (см. табл. 3) свидетельствуют о небольшом увеличении геотермического градиента глинистых пород (от 0 до 23 %) за счет увеличения порового давления.

Таким образом, разрешающая способность основных геофизических методов при изменении пластового давления снижается в последовательности: электрические методы, методы, основанные на изучении упругих свойств горных пород, метод рассеянного гамма-излучения, нейтронные методы и геотермия. Метод естественной радиоактивности горных пород может быть использован для качественного выделения зон аномально высоких давлений, а также для расчета эмпирических зависимостей давления от глубины для конкретных геологических районов.

Петрофизические возможности геофизических методов не всегда можно одинаково эффективно использовать на практике для прогноза и определения пластовых давлений. В ряде случаев наблюдается искажающее влияние таких факторов, как газонасыщенность, трещиноватость глинистых пород, резкое изменение минерализации поровых вод, изменение состояния поверхности стенки скважины и т. д. Эти факторы могут привести к неоднозначности в истолковании результатов.

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 зон АВПД разбираются ниже.

III. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ

В зависимости от времени получения информации методы прогнозирования и оценки аномальных пластовых давлений можно подразделить на две группы: методы, применяемые до начала бурения, и методы, применяемые в процессе бурения.

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 — методы, основанные на наблюдениях за механическими параметрами бурового процесса, свойствами ПЖ 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 прибора.

III.1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

III.1.1. Прогнозирование по уплотнению осадочных пород

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 углеводородов. Кроме того, это прогнозирование имеет важное значение при проектировании глубоких и сверхглубоких скважин для предотвращения возможных аварий, связанных с вскрытием залежей с АВПД, и ускорения процесса бурения.

Рассмотрим метод прогнозирования зон высоких гидродинамических аномалий (пьезомаксимумов) в глинистых отложениях, слагающих осадочные бассейны с преимущественно элизионной водонапорной системой, на примере Азово-Кубанской нефтегазодонной области. Для этого представим уравнение (I.20) в виде

$$K_a = \frac{p_a}{p_n} = 1 + \frac{\Delta h_{п.п} \alpha k_{п.ср}^v(h)}{(k_{п.п}/\mu_{п}) g \delta_v h} (\varphi - \varphi_{кр}), \quad (III.1)$$

где $\Delta h_{п.п}/(k_{п.п}/\mu_{п})$ — определяет экранирующую способность покрышки и зависит от ее мощности и коэффициента фильтрации; $\alpha k_{п.ср}^v(h)/g \delta_v h$ — характеризует литологию разреза и глубину залегания изучаемого объекта; разность $(\varphi - \varphi_{кр})$ — скорость осадконакопления, необходимая для создания данного пьезомаксимума.

Таким образом, уравнение (III.1) устанавливает количественную зависимость величины коэффициента аномальности от экранирующих свойств покрышки, литологических характеристик разреза и тектонических особенностей изучаемого осадочного бассейна.

С помощью (III.1) можно оценить экранирующую способность покрышек различного возраста, вскрытых конкретными скважинами:

$$\frac{1}{\alpha} \frac{k_{п.п}}{\mu_{п} \Delta h_{п}} = \frac{k_{п.ср}^v(h) (\varphi - \varphi_{кр})}{p_n (p_a/p_n - 1)}. \quad (III.2)$$

По (III.2) в ряде скважин Западно-Кубанского прогиба с известными значениями коэффициента аномальности и скорости осадкообразования в плиоцен-четвертичное время были рассчитаны коэффициенты, определяющие экранирующую способность покрышек. Как видно из рис. 41, экранирующие свойства покрышек от миоценового до нижнемелового возраста существенно зависят от глубины залегания. Можно отметить, что экранирующая способность покрышек миоценового возраста Северо-Крымской, Старо-Титаровской, Кудако-Киевской и Адагумской площадей (1), расположенных на глубинах менее 2500 м, отклоняется от общей закономерности. Это изменение вызвано увеличением содержания

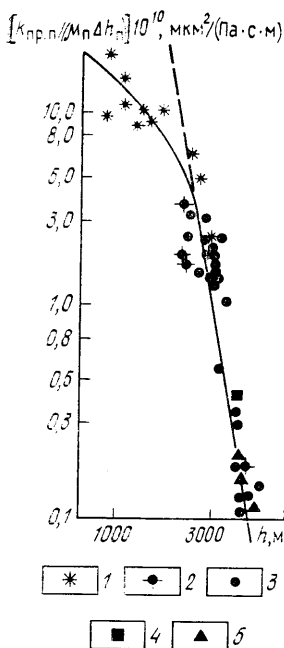


Рис. 41. Зависимость параметра $k_{пр.п.}/(\mu_{п.п.} \Delta h_{п.п.})$, характеризующего экранирующую способность глинистой покрывки, от глубины ее залегания h .

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

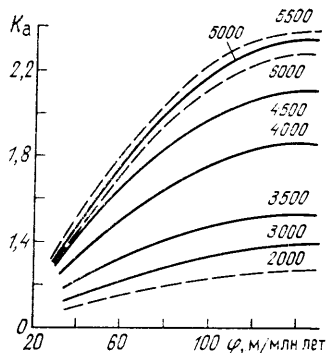


Рис. 42. Палетка для определения коэффициента аномальности K_a в глинистых породах в зависимости от скорости осадконакопления φ в плиоцен-четвертичное время.

Параметр кривых — глубина залегания породы h в км

монтмориллонита в отложениях миоцена в западной части Западно-Кубанского прогиба. По-видимому, высокими водоупорными свойствами глин можно объяснить наличие аномально высоких поровых давлений в этом районе на глубинах менее 2000 м.

Используя эмпирическую зависимость (см. рис. 41), по формуле (III.2) построили палетку (рис. 42), связывающую 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 изображены кривые, положение которых может уточниться при наличии дополнительных данных. Так, для западной части Западно-Кубанского прогиба, где, как указывалось ранее, в составе глинистых пород заметную роль играет монтмориллонит, кривая 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 на палетке изменяться в зависимости от литологии глинистых пород. Это связано с изменением экранирующей

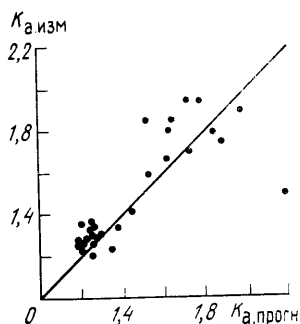


Рис. 43. Результаты сопоставления прогнозных и измеренных значений K_a поровых и пластовых давлений

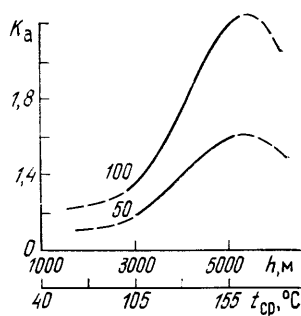


Рис. 44. Зависимость коэффициента аномальности K_a от глубины h залегания глинистых пород и температуры t_{cp} .

Параметр кривых — скорость осадконакопления φ в м.млн лет в плиоцен-четвертичное время. Пунктир — предполагаемые значения

способности покрышек, которая, как видно на рис. 41, на малых глубинах отклоняется от общей закономерности в зависимости от литологических особенностей глинистых пород. На больших глубинах литология глинистых пород оказывает существенно меньшее влияние на их проницаемость. Пунктирные кривые с параметрами $h=5500$ м и $h=6000$ м построены с использованием данных об экранирующих свойствах пород и величинах коэффициента пористости глинистых пород, полученных путем экстраполяции кривых, изображенных на рис. 35 и 41, на соответствующие глубины.

С помощью построенной палетки по данным о скорости осадконакопления в плиоцен-четвертичное время возможно прогнозировать современное значение порового давления в глинистых покрышках на заданной глубине.

Нами был сделан опытный прогноз порового давления в глинистых породах 31 скважины различных площадей Западно-Кубанского прогиба. Для контроля этих определений использованы данные манометрических замеров и расчетов пластовых давлений по плотности промывочной жидкости в коллекторах, перекрытых изучаемой покрышкой. Из сопоставления прогнозных и измеренных давлений (табл. 6, рис. 43) видно, что в подавляющем большинстве случаев поровое давление в покрышке близко к пластовому давлению в залежи. Средняя относительная ошибка определения коэффициента аномальности по предлагаемой палетке составила $\pm 8,4\%$.

Указанную палетку можно использовать для прогноза не только современных, но и палеопьезомаксимумов в пределах Западно-Кубанского прогиба и в смежных районах со сходным геологическим строением. Ее можно также применять для заключения

Результаты определения аномального пластового давления по геолого-геофизическим наблюдениям

Таблица 6

Площадь	Номер скважины	Глубина залегания изучаемого пласта, м	Возраст	Ф, м/млн лет	K _a		Относительная ошибка определения K _a , %
					по данным прямых замеров	по палетке	
Краснодарская Новодмитриевская	1	4300	Олигоцен	95	1,8	1,85	2,78
	14	2540	Эоцен	87	1,3	1,26	-3,08
	34	2850	"	91	1,31	1,3	-0,77
	123	2640	"	82	1,33	1,25	-6,0
	250	2570	"	69	1,36	1,21	-11,0
	275	2880	"	79	1,36	1,26	-7,35
	40	2820	"	81	1,28	1,27	-0,78
	50	2860	"	70	1,24	1,24	-3,9
	124	2650	"	82	1,29	1,25	-3,1
	22	2850	"	75	1,3	1,25	-3,84
Северская Восточно-Африпская Восточно-Сверская	1	5320	Олигоцен	103	1,5	2,25	50,0
	52	4460	Эоцен	103	1,9	1,98	4,2
	59	2810	"	80	1,3	1,27	-2,3
	2	3390	"	82	1,35	1,27	-6,0
	775	2260	"	75	1,24	1,35	8,9
	1	4300	Нижний мел	71	1,27	1,2	-5,5
	2	4190	"	63	1,67	1,62	-3,0
	3	3800	"	62	1,6	1,53	-4,4
	1	4000	Эоцен	64	1,43	1,45	1,4
	3	3860	"	107	1,95	1,78	-8,7
Западно-Медведовская Южно-Андреевская Левкинская	35	4140	"	110	1,96	1,73	-11,8
	60	4600	"	73	1,8	1,64	-9,4
	85	4390	"	65	1,7	1,73	1,17
	90	4350	"	54	1,85	1,53	-17,3
	1	4800	Нижний мел	72	1,85	1,60	-13,5
	90	1479	Миоцен	80	1,76	1,88	6,8
	260	2200	"	80	1,26	1,19	-5,55
	4	2480	"	108	1,27	1,27	0
	1	3000	"	94	1,21	1,27	5,0
	38	2820	Эоцен	116	1,33	1,38	3,8
			60	1,24	1,2	-3,2	

о глубине расположения наибольших значений коэффициента аномальности в районе исследования. Из зависимости коэффициента аномальности от глубины залегания (рис. 44), построенной с использованием палетки (см. рис. 42), видно, что K_a резко возрастает с глубины 3000 м, где средняя пластовая температура 105 °С. Это, по результатам исследований И. Барста (1969 г.), 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 °С. 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 пластового давления в скважинах Западно-Кубанского прогиба или смежных районов на глубинах свыше 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 плотностью раствора, использованного при бурении более высоких горизонтов (до 5000 м).

Кроме того, необходимо отметить еще одну особенность распределения давлений в этом районе. Литологически выдержанные в пределах Западно-Кубанского прогиба пласты песчаных или карбонатных пород имеют более высокую, чем глинистые породы, проницаемость и тем самым обеспечивают дренирование разреза. Такими дренирующими горизонтами, например, являются песчаные пласты палеоцена, где аномальные давления не встречаются, и, вероятно, песчаники чокрак-караганского возраста. Указанные обстоятельства означают, что сравнивать между собой можно лишь результаты прогнозирования пьезоаномалий в разновозрастных 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 [15] схематические прогнозные карты современных пьезоаномалий в глинистых толщах от олигоценового до юрского возрастов, часть которых еще не вскрыта бурением, а также осуществлена палеорекострукция гидродинамической обстановки, позволяющая судить о распределении давлений в отложениях мезозой-кайнозоя к началу определенных этапов геологического развития региона.

Для построения карт распределения современных и палеокоэффициентов аномальности по предлагаемой для этой цели методике (рис. 45 — рис. 48) необходимо знать глубины залегания того или иного комплекса отложений, а также скорость накопления осадков

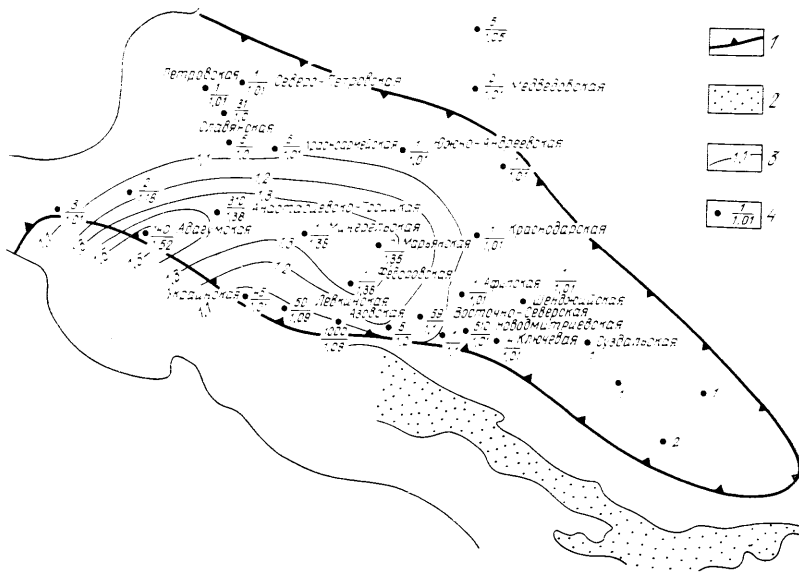


Рис. 45. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу майкопского времени.

1 — граница прогиба; 2 — выходы нижнемеловых отложений на поверхность; 3 — изолинии K_a , полученные с помощью палетки (см. рис. 42); 4 — скважина, в числителе — ее номер, в знаменателе — значение K_a

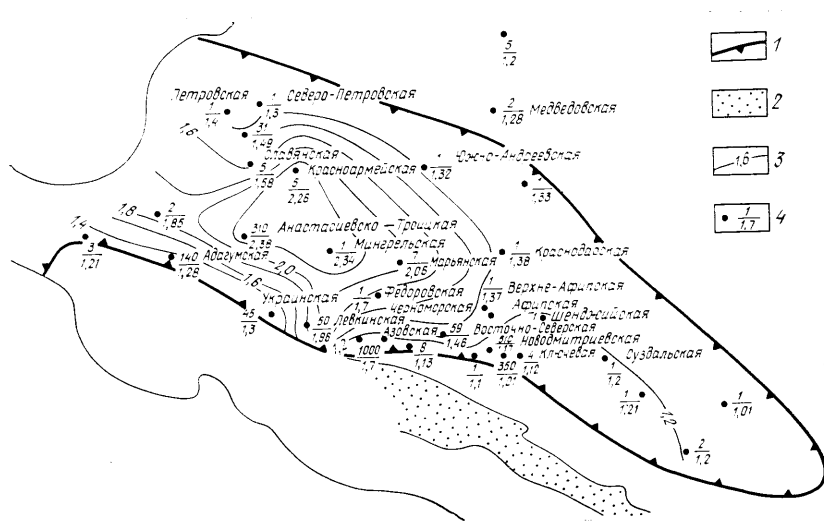


Рис. 46. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу миоцена.

Условные обозначения те же, что на рис. 45

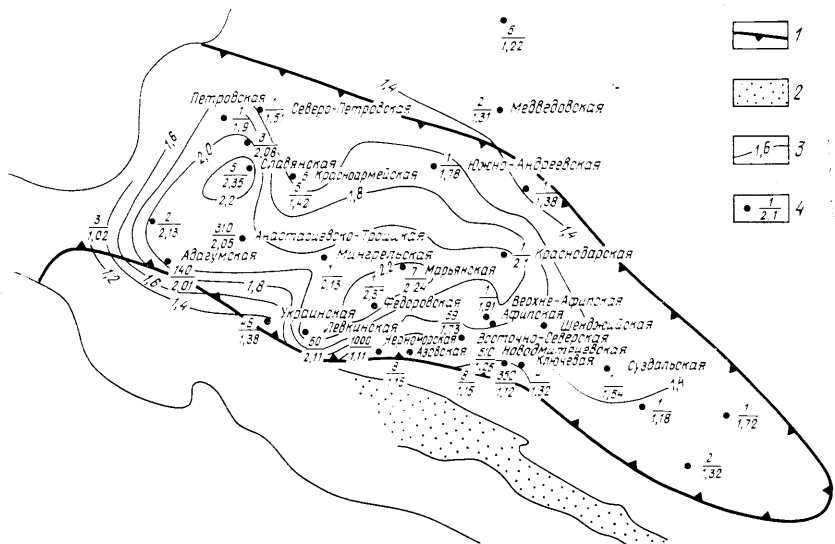


Рис. 47. Схематическая карта распределения палеодавлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба к началу плицена.

Условные обозначения те же, что на рис. 45

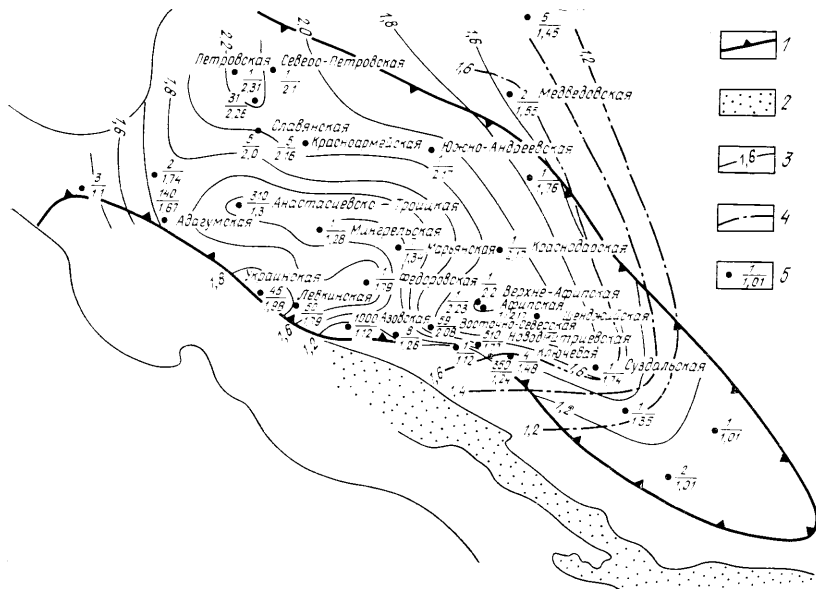


Рис. 48. Схематическая карта распределения современных давлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба.

1 — граница прогиба; 2 — выходы нижнемеловых отложений на поверхность; изолинии K_a , полученные: 3 — с помощью палетки (см. рис. 42), 4 — по результатам измерений пластовых давлений; 5 — скважина, в числителе — ее номер, в знаменателе — значение K_a

ко времени формирования указанных пород. Для определения глубин залегания современных отложений использовались структурные карты, построенные по данным бурения и сейсмических исследований. При построении палеокарт учитывалась скорость осадконакопления того комплекса пород, на конец времени образования которого рассчитывался коэффициент аномальности K_a , причем в значение скоростей вводился поправочный коэффициент, учитывавший уплотнение изучаемых пород за период их существования [коэффициент уплотнения $v(h)$, см. рис. 10].

В качестве примера рассмотрим распределение палео- и современных давлений в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) начиная с майкопского времени.

Так, к началу майкопского времени (см. рис. 45) в нижнемеловых отложениях область пьезомаксимума располагалась в районе площадей Адагумской ($K_a=1,52$), Анастасиевско-Троицкой (1,38), Мингрельской (1,36), Марьянской (1,35) и Федоровской (1,36). К бортовым частям и юго-востоку прогиба происходило уменьшение давлений.

К началу миоцена (см. рис. 46) вся западная часть прогиба является областью развития еще более высоких пластовых давлений. Изолиния со значением $K_a=1,4$ оконтуривает всю названную часть прогиба. Она проходит через скв. Петровская 1, Южно-Андреевская 1, Краснодарская 1, Восточно-Северская 59, Адагумская 140. Наибольшие коэффициенты аномальности к этому времени наблюдаются в районе площадей Анастасиевско-Троицкой, Красноармейской, Мингрельской, где они достигают значений 2,2 и больше. Таким образом, к началу миоцена область питания (пьезомаксимума) высоконапорными флюидами расширилась по сравнению с началом майкопа. Области разгрузки седиментогенных вод (пьезоминимумы), т. е. областями значительно меньших давлений, в сторону которых было направлено движение вод, в это время являются район площади Черноморская, Новодмитриевская, Ключевая и юго-восточное замыкание Западно-Кубанского прогиба.

К началу плиоцена (см. рис. 47) почти весь Западно-Кубанский прогиб, исключая самый юг южного борта и юго-восточное окончание, становится областью распространения аномальных давлений (K_a от 1,4 до 2,37). В это время выделяются два участка высокого гидродинамического максимума с коэффициентом аномальности больше 2,2. Первый — это район Славянской площади, второй — район Марьянской и Федоровской площадей.

В четвертичное время картина распределения коэффициентов аномальности (современные пьезоаномалии) несколько изменилась, произошло некоторое перераспределение давлений (см. рис. 48). Выделяются два участка с наибольшими давлениями. По северному борту ЗКП — район площадей Петровской, Северо-Петровской, Славянской, Красноармейской, Южно-Андреевской и район площадей Краснодарской, Восточно-Северской, Афипской и Шенджийской. Здесь наблюдаются давления с $K_a=2,0 \div 2,2$. На

центральной части южного борта (район Украинской, Левкинской и Федоровской площадей) развиты давления с коэффициентами аномальности от 1,8 до 1,98. Прогнозные данные современных значений коэффициентов аномальности в отложениях нижнего мела (см. рис. 48, сплошные изолинии) удалось частично (по юго-восточному замыканию ЗКП) проконтролировать по результатам замеров пластовых давлений (см. рис. 48, штрихпунктирные изолинии).

Анализ распределения коэффициентов аномальности палеодавлений, рассчитанных для нижнемеловых отложений, указывает на то, что наибольшие величины палеодавлений характерны для Центральной части Западно-Кубанского прогиба и наименьшие — для его бортовых зон, причем в течение длительной гидрогеологической истории отмечалось некоторое смещение зон развития пьезомаксимумов. При этом коэффициенты аномальности палеодавлений с начала майкопа до плиоцена закономерно возрастают, а в плиоцен-четвертичное время наблюдается тенденция к некоторому их уменьшению.

Возможности подобных исследований имеют очень важное значение. Установление закономерностей в распределении 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 нефтегазоаккумуляции и указывать направление поисково-разведочного бурения.

Описанная методика, кроме Азово-Кубанской нефтегазоносной области, была успешно применена В. И. Ермолкиным, Е. И. Сороковой и др. для прогнозирования аномальных давлений и гидродинамических реконструкций в нефтегазоносных районах Туркмении. Кроме того, по сообщению У. Фертла эта же методика была использована компанией «Дрессер Атлас» при поисковых работах на нефть и газ.

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 имеет место дренирование уплотняющихся глинистых толщ выдержанными по площади песчаными или карбонатными породами. Роль латеральной фильтрации воды в процессе уплотнения осадочных пород в этих случаях становится заметной. Именно такие условия, на наш взгляд, имеют место при формировании АВПД в разрезах многих нефтяных и газовых месторождений в пределах Южно-Каспийской впадины, где пластовые давления в коллекторах существенно ниже поровых давлений во вмещающих глинах и наблюдаются многочисленные зоны разгрузки элизионных вод в виде зон грязевого

вулканизма. Числовые значения коэффициента α для этих районов можно оценить опытным путем, сравнивая прогнозируемое давление с давлением, измеренным в глубоких скважинах. В этом случае, палетка (см. рис. 42) также может быть использована для прогнозирования давления в коллекторах, находящихся в зоне АВПД выше дренируемого пласта. Однако при этом вместо φ следует использовать произведение $\alpha\varphi$. Для прогнозирования давления в коллекторах, расположенных в глинистых толщах между дренируемыми пачками пород, необходимо разработать более сложную схему уплотнения.

III.1.2. Прогнозирование по термодинамическому градиенту

Прогнозирование АВПД в районах сбросовых дислокаций

Физическая модель образования аномальных давлений, описанная в разд. I.4, может быть использована для объяснения причин возникновения и для изучения закономерностей распределения аномальных давлений в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов, что играет большую роль при прогнозировании нефтегазоносности. В благоприятных геологических условиях эта же модель может служить физической основой для прогнозирования аномальных давлений в новых районах или более глубоких отложениях до бурения скважин.

Для иллюстрации данного положения рассмотрим Шебелинское газовое месторождение, расположенное в Днепровско-Донецкой впадине. Оно детально изучено бурением до глубин 3000 м. С этих глубин из него уже длительное время добывается газ из пермских и верхнекаменноугольных отложений. Месторождение представляет собой антиклинальную складку, разбитую множеством нарушений. Основная часть их приурочена к своду складки, современный структурный план которой сформировался в эпоху альпийской складчатости. Большинство нарушений, отмеченных бурением и геофизическими методами, возникло до пермского перерыва в осадконакоплении. Однако имеется значительное число тектонических разрывных нарушений и более молодого возраста в неогеновых и палеогеновых отложениях. Большую роль в формировании системы нарушений на структуре сыграл мощный поток девонской соли, расположенный в ядре складки.

С разведочной целью в сводовой части структуры пробурено пять глубоких скважин (скв. 200, 300, 500, 600 и 700), забои которых находятся на глубинах от 4500 до 5750 м. Анализ результатов бурения этих скважин, а также данные сейсморазведки позволяют предположить, что одна из глубоких скважин (скв. 600) находится на погруженной части крупного сброса, амплитуда которого затухает к поверхности.

Итак, по данным бурения разница в отметках кровли нижнепермских отложений (глубина около 1500 м) между ближайшими

скв. 600 и 700 равна 42 м и между скв. 600 и 500 — 92 м. Разница в отметках кровли серпуховского яруса нижнего карбона (глубина 4300—5400 м) в этих двух парах скважин составляет соответственно 1098 и 1133 м.

Девонская соль, залегающая под серпуховским ярусом, скв. 600 не вскрыта, хотя забой скважины остановлен на глубине 5750 м, а забой скв. 500 вошел в соль на глубине 5140 м. При этом из разреза, вскрытого этой скважиной, выпала серия отложений нижнего и среднего карбона предполагаемой толщиной около 600 м. По данным сейсморазведки глубина залегания соляного тела в районе скв. 600 на 1000 м ниже, чем в скв. 500.

Таким образом, амплитуда сброса, проходящего в районе скв. 600, изменяется от 42—92 м на глубине 1500 м до 1098—1133 м на глубине около 5000 м.

Из других данных о разрезе, необходимых для прогнозирования давлений, отметим следующие. Измеренный в скв. 600 средний геотермический градиент до глубины 5000 м равен $3 \cdot 10^{-2}$ °С/м, средневзвешенная по мощности плотность минерализованной воды $\delta_v = 1,15$ г/см³. По палетке, изображенной на рис. 26, для геотермического градиента $3 \cdot 10^{-2}$ °С/м поровое давление на глубине 5000 м при амплитуде сброса около 1000 м является аномально высоким и составляет $p_a = 85$ МПа. Нормальное гидростатическое давление на этой же глубине $p_n = 57$ МПа; коэффициент аномальности $K_a = 1,5$. Это прогнозное значение давления в принципе можно было бы получить до бурения глубоких скважин. Для этого необходимы были структурная карта и разрезы, построенные по данным детальной сейсморазведки, позволяющие выявить молодые тектонические дислокации в разрезе структуры. Мы не располагаем сведениями о прямых измерениях пластовых давлений на этих глубинах для подтверждения правильности прогноза. Возможно такие измерения не проводились. Однако судить о наличии аномально высоких поровых давлений можно по данным геофизических исследований скважин.

Графики изменения различных физических свойств глинистых пород с глубиной (рис. 49), полученные по результатам интерпретации диаграмм ГИС, полностью подтверждают прогноз. По увеличению интервального времени и уменьшению естественной радиоактивности глинистых пород однозначно можно утверждать, что в скв. 600 ниже глубины 4000 м располагается зона аномально высоких поровых давлений.

Рисунок 49 убеждает нас в том, что зона АВПоД возникла только в скв. 600, расположенной на погруженной части структуры. В разрезах других глубоких скважин четких зон АВПоД по геофизическим данным не отмечается.

Значение коэффициента аномальности, вычисленное по графикам удельного сопротивления и интервального времени с использованием кривой нормально уплотненных глин, равно соответственно $K_{a \text{ оп}} = 1,48$; $K_{a \text{ дт}} = 1,51$ ($h = 5400$ м). Эти цифры согласуются с прогнозным значением коэффициента аномальности.

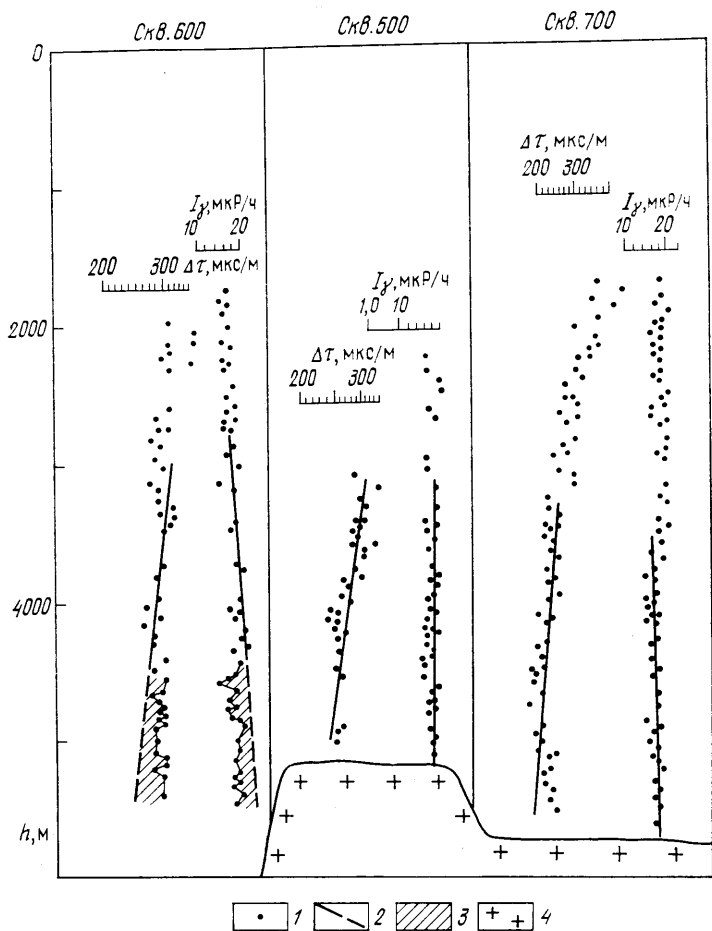


Рис. 49. Графики изменения интервального времени пробега упругих волн и естественной радиоактивности глинистых пород, полученные в разрезах скважин Шебелинской площади.

1 — измеренное значение геофизического параметра; 2 — кривая нормально уплотненных глин; 3 — зона АВПоД; 4 — соль

Зоны аномально высоких давлений, возникшие в разрезе вследствие уплотнения пород, обычно носят региональный характер, обусловленный процессом осадконакопления в седиментационном бассейне. Локальное распространение АВПоД в части Шебелинской структуры свидетельствует, на наш взгляд, о тектонической природе этого образования, появившегося в результате разлома и резкого погружения блока горных пород. Есть и другие свидетельства существования АВПоД в этой части структуры. КERN глинистых пород из скв. 600 с глубины 4000—5750 м имеет большую пористость по сравнению с кернам, поднятым с тех же глубин в других глубоких скважинах.

Предлагаемый способ прогнозирования аномально высоких давлений тектонической природы до бурения скважин — весьма приближенный, даже скорее оценочный. Дело в том, что при его применении необходимо иметь довольно детальное представление о тектонике изучаемых отложений, знать возраст тектонических дислокаций, а также уметь правильно оценивать геотермический градиент и упругие свойства пород разреза еще не вскрытого скважинами.

Прогнозирование аномально низких давлений

При прогнозировании аномальных давлений независимо от типа водонапорной системы в качестве индикатора порового давления используются свойства глинистых пород, которые более однозначно, чем свойства других пород, зависят от степени уплотнения. На этом построены все методики количественного определения поровых давлений. Эти свойства глинистых пород используются для прогнозирования АНПД, обусловленных снижением пьезометрического напора, тектоническими движениями, техногенными процессами. Однако методы, основанные на изучении изменений свойств глинистых пород, не дают положительных результатов при оценке АНПД в таких районах, каким, например, является район Непско-Ботуобинской антеклизы. Наличие криолитозоны, плотных карбонатных и соленосных отложений, высокая минерализация пластовых вод, аномально низкие пластовые температуры предопределяют иной подход к проблеме прогнозирования аномально низких пластовых давлений в этом районе.

Возникновение АНПД в районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) объясняется одновременным воздействием таких природных факторов, как: снижение гидростатического уровня пластовых вод за счет формирования толщи ММП, деформация пород и пластовых вод под действием увеличившейся массы льда, тепловое сжатие воды и породообразующих минералов при снижении температуры пород.

Если пренебречь влиянием кинетической энергии вод, величину пластового давления в породах, слагающих любой осадочный бассейн, можно представить в виде алгебраической разности

$$p_{пл} = p_{гс} - \Delta p, \quad (III.3)$$

где $p_{гс}$ — гидростатическое пластовое давление; Δp — дефицит пластового давления, возникший под влиянием различных природных факторов.

В древних, тектонически спокойных осадочных бассейнах обычно устанавливается гидродинамическое равновесие между давлением воды в порах сильно уплотненных пород и пластовым давлением в системах пород-коллекторов, вмещаемых этими породами. Объем плотных разностей пород в таких бассейнах несоизмеримо больше объема пород-коллекторов. Несоизмеримо больше и объем воды в порах плотных пород по сравнению с объемом

воды в коллекторах. Поэтому даже небольшие изменения давления поровых вод в плотных вмещающих породах под действием природных факторов должны оказывать продолжительное влияние на пластовое давление в коллекторах.

При образовании толщи ММП ожидаемое гидростатическое давление на глубине h составит

$$p_{гс} = g\bar{\delta}_в (h - h_m), \quad (III.4)$$

где h_m — толщина ММП; $\bar{\delta}_в$ — средневзвешенная плотность пластовых вод на глубине h .

Снижение гидростатического давления пластовых вод сопровождается увеличением горного давления в разрезе за счет веса льда, смерзающегося с породой, а также тепловым сжатием поровой воды в результате ее охлаждения. Влияние перечисленных факторов на давление воды можно учесть, если предположить, что поры плотных разностей пород (например, известняков) гидравлически изолированы и вода из них не может уходить при понижении температуры и увеличении горного давления. Последнее условие можно сформулировать так: относительное изменение объема породы должно равняться относительному изменению объема пластовой воды в них.

Изменение давления пластовой воды в замкнутых порах [см. (I.40)]

$$\Delta p = \frac{\beta_{п}}{\beta_{п} + \beta_{в} - \beta_{тв}} \Delta \sigma + \frac{\alpha_{в} - \alpha_{тв}}{\beta_{п} + \beta_{в} - \beta_{тв}} \Delta t, \quad (III.5)$$

где $\beta_{п}$, $\beta_{в}$ и $\beta_{тв}$ — коэффициенты сжимаемости соответственно пор породы, воды и породообразующих минералов; $\alpha_{в}$ и $\alpha_{тв}$ — коэффициенты теплового расширения пластовой воды и породообразующих минералов; $\Delta \sigma$ — изменение среднего нормального напряжения в скелете породы; Δt — изменение температуры породы.

Изменение $\Delta \sigma$, возникающее за счет образования зоны ММП мощностью h_m , можно выразить через давление, оказываемое массой льда (вертикальную составляющую напряжений):

$$\Delta \sigma = [(1 + \nu)/3(1 - \nu)] g \delta_{л} h_m, \quad (III.6)$$

где ν — коэффициент Пуассона породы; $\delta_{л}$ — плотность льда.

Для определения изменения температуры пород Δt предположим, что и до, и после похолодания изменение температуры пород с глубиной подчинялось уравнениям

$$t_1 = t_{01} + \Gamma_1 h,$$

$$t_2 = \Gamma_2 (h - h_m), \quad (III.7)$$

где t_{01} — среднегодовая температура поверхности Земли до похолодания; Γ_1 , Γ_2 — геотермические градиенты до и после похолодания.

При выводе второго уравнения (III.7) мы приняли, что после похолодания температура в подошве зоны ММП равна 0.

Из (III.7) следует, что изменение температуры, установившееся в разрезе через определенное время после похолодания, будет описываться уравнением

$$\Delta t = t_2 - t_1 = - [t_{01} + (\Gamma_1 - \Gamma_2) h + \Gamma_2 h_M]. \quad (\text{III.8})$$

Поставив (III.4)—(III.6) и (III.8) в (III.3), после преобразования получим

$$p_{\text{пл}} = g \bar{\delta}_B \left[h - h_M + \frac{1}{3} \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} - \beta_{\text{ТВ}}} \frac{\delta_{\text{л}}}{\bar{\delta}_B} h_M \right] - \frac{\alpha_{\text{в}} - \alpha_{\text{ТВ}}}{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} - \beta_{\text{ТВ}}} [t_{01} + (\Gamma_1 - \Gamma_2) h + \Gamma_2 h_M]. \quad (\text{III.9})$$

Выражение (III.9) можно упростить, если для разреза, сложенного плотными карбонатными породами, принять: $\beta_{\text{п}} \approx \beta_{\text{в}}$; $\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}} \gg \beta_{\text{ТВ}}$; $\alpha_{\text{в}} \gg \alpha_{\text{ТВ}}$; $\nu = 0,25$ и $\delta_{\text{л}}/\bar{\delta}_B \approx 0,75$.

Тогда (III.9) перепишем:

$$p_{\text{пл}} = g \bar{\delta}_B (h - 0,8 h_M) - [\alpha_{\text{в}}/(\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{в}})] [t_{01} + (\Gamma_1 - \Gamma_2) h + \Gamma_2 h_M]. \quad (\text{III.10})$$

Уравнение (III.10) показывает, что понижение пластового давления до значений, меньших гидростатического давления, происходит главным образом в результате теплового сжатия воды в замкнутых порах при понижении температуры пород в разрезе. Причем в плотных, низкосжимаемых породах влияние этого фактора не компенсируется увеличением веса льда, поскольку тепловое расширение воды интенсивно увеличивается с температурой. Изображенная на рис. 50 зависимость показывает, что при умень-

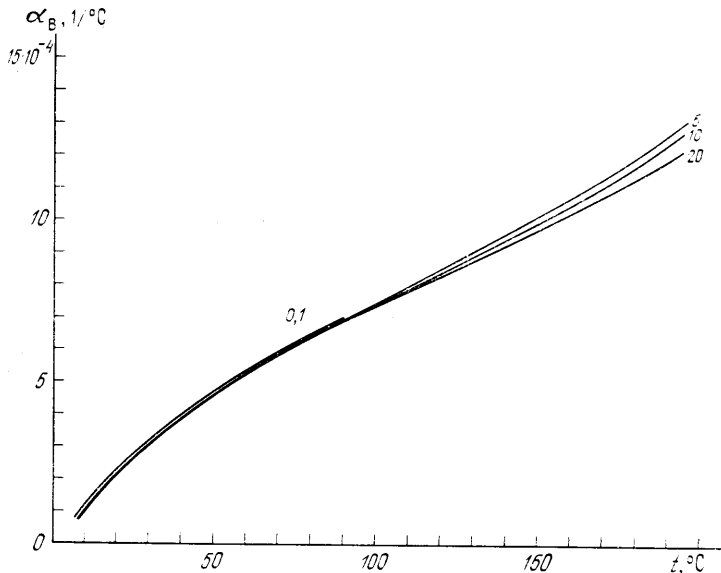


Рис. 50. Изменение коэффициента теплового расширения (сжатия) воды $\alpha_{\text{в}}$ от температуры t .

Шифр кривых — давление воды в МПа (по данным М. П. Вуколовича и др.)

шении температуры пород на одну и ту же величину поровое давление в нижележащих отложениях уменьшается больше, чем в вышележащих, поскольку в нижележащих отложениях, находящихся при повышенной температуре, коэффициент теплового расширения воды больше. Другими словами, физический эффект увеличения теплового расширения воды с температурой создает предпосылку для возникновения отрицательного градиента поровых давлений (см. разд. I.4). Величина этого градиента при прочих равных условиях определяется отношением $\alpha_v / (\beta_{\text{п}} + \beta_v)$.

Тепловое расширение воды α_v зависит от температуры воды, т. е. фактически от глубины залегания пласта коллектора h . Поэтому вертикальный градиент пластового давления

$$\frac{\partial p_{\text{пл}}}{\partial h} = g\bar{\delta}_v - \left\{ \frac{\partial \alpha_v}{\partial h} \frac{[t_{01} + (\Gamma_1 - \Gamma_2)h + \Gamma_2 h_M]}{\beta_{\text{п}} + \beta_v} + \frac{\alpha_v}{\beta_{\text{п}} + \beta_v} (\Gamma_1 - \Gamma_2) \right\}. \quad (\text{III.11})$$

Выражение (III.11) показывает наличие дополнительного отрицательного градиента в разрезе осадочных пород, который уменьшает градиент нормального гидростатического давления на величину $(\partial p_{\text{пл}}/\partial h)$, обозначенную в фигурных скобках уравнения (III.11).

В разрезах, сложенных плотными карбонатными породами, где α_v соизмерим с $\beta_{\text{п}} + \beta_v$, второй член (III.10) становится большим, а вычисленное пластовое давление — существенно ниже гидростатического. В разрезах, сложенных менее уплотненными песчано-глинистыми породами. $\alpha_v \ll \beta_{\text{п}} + \beta_v$, второй член (III.10) пренебрежимо мал, а вычисленное поровое давление в глинистых породах выше гидростатического.

На рис. 51 изображены палетки для определения пластового давления, построенные с помощью уравнения (III.10) для условий Непско-Ботуобинской антеклизы. В расчетах среднегодовая температура t_{01} и средний геотермический градиент Γ_1 до похолодания условно приняты по аналогии с Русской платформой ($t_{01} = 4^\circ\text{C}$, $\Gamma_1 = 2^\circ\text{C}/100\text{ м}$). Современный геотермический градиент вычислен по данным прямых замеров температуры в скважинах. Значение сжимаемостей определено решением обратной задачи по скважинам с измеренным пластовым давлением $\beta_{\text{п}} + \beta_v = 1 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹.

Испытание предлагаемых палеток для оценки АНПД на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и смежных районов было выполнено по результатам изучения материалов более 40 скважин 23 площадей, расположенных как в зоне существования ММП, так и в зоне отсутствия многолетнемерзлых пород. Результаты сопоставления прогнозируемых по палетке и измеренных в скважинах пластовых давлений (рис. 52) показывают, что отклонение от измеренных значений, как правило, не превышает $\pm 5\%$. Исключением в изучаемом разрезе являются межсолевые отложения осинского горизонта, в которых пластовые давления на 10—20% больше нормальных гидростатических. Эти давления не подчиняются описанной закономерности и объясняются уменьшением

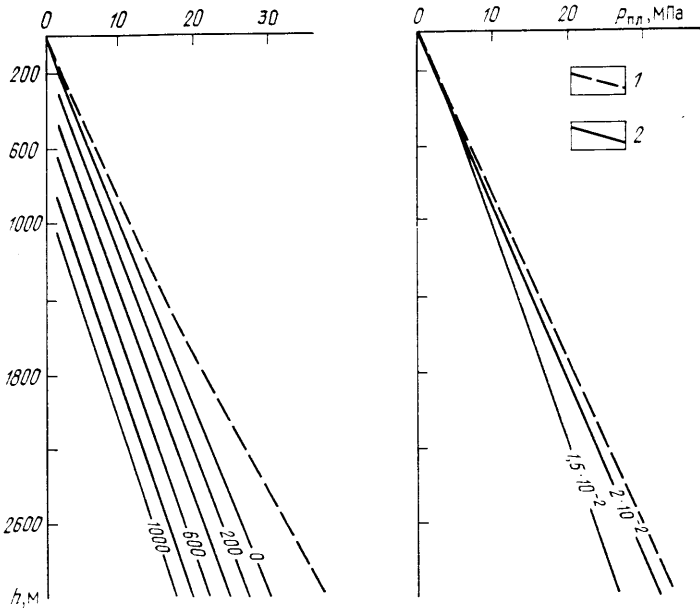


Рис. 51. Палетки для определения пластовых давлений в разрезах Непско-Ботубинской антеклизы.

a — для зоны распространения многолетнемерзлых пород и среднего геотермического градиента $\Gamma_2=0,8$ °C/100 м (шифр кривых — мощность толщи многолетнемерзлых пород в м); *b* — для зоны отсутствия многолетнемерзлых пород (шифр кривых — геотермический градиент). Кривые: 1 — нормального гидростатического давления, 2 — вычисленные по (III.10)

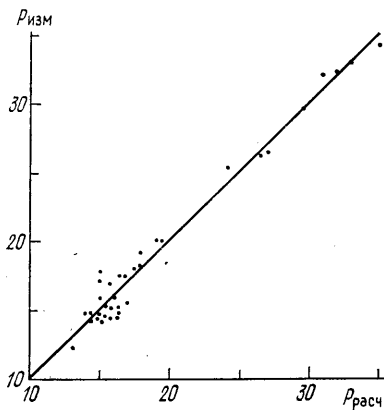


Рис. 52. Результаты сопоставления измеренных $p_{изм}$ и рассчитанных по палетке $p_{расч}$ пластовых давлений

объема пор коллектора в результате выпадения в нем соли и введением пластичной соли в зоны повышенной трещиноватости.

АНПД в Притбилисском районе Куринского нефтегазоносного бассейна

Аномально низкие давления тектонического происхождения встречены здесь в отложениях эоцена на глубинах 2200—3000 м. Коэффициент аномальности давлений на площадях Самгори и Ниноцминда достигает 0,7.

Притбилисский район представляет собой восточное окончание Аджаро-Триалетской складчатой системы. Продуктивные отложения среднего эоцена, по которым выполнены основные тектонические построения, рассечены серией разломов различных напряжений. Некоторые разломы прослеживаются в фундаменте и характеризуются как глубинные и региональные.

Территория Притбилисского района тектонически разделена разломами на три блока: северный, средний и южный. Наиболее интересен в нефтеносном отношении приподнятый средний тектонический блок. На нем развиты крупные антиклинали — Табирская и Телятская на западе и Самгори-Патирдзеульская на востоке.

Среди исследователей нет единого мнения о типе современной гидродинамической системы Притбилисского района. Д. И. Бардзилишвили (1977 г.), В. Б. Александрова (1977 г.) и др. предполагают наличие единой инфильтрационной системы во всем районе, Ш. К. Китовани и Л. Ю. Папава (1971 г.) — сочетание двух систем — инфильтрационной на западе от реки Куры и элизионной на востоке. Эта неоднозначность объясняется сложным тектоническим строением района. Обнажение среднеэоценовых отложений в районе г. Тбилиси и наличие глубинного разлома вдоль долины реки Куры образуют зону разгрузки пластовых вод, к которой приурочены многочисленные термальные источники в районе г. Тбилиси. Выход среднеэоценовых коллекторов в предгорье на высоких отметках на поверхность земли создает условия для активного дренирования атмосферными и поверхностными водами (рис. 53). В этой части водонапорного бассейна, приуроченной к северному тектоническому блоку, развит активный инфильтрационный водонапорный режим. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа имеют низкую минерализацию (0,3—0,7 г/л) и выходят на поверхность. Это тбилисские термальные воды, содержащие титруемую серу.

На левобережье реки Куры, в среднем тектоническом блоке состав вод меняется на хлоркальциевый, а минерализация постепенно возрастает с 2,5 до 7 г/л. Эта зона существенно более застойного водообмена. Пьезометрический напор в ней регионально не меняется (см. рис. 53). Пластовые давления в этой застойной зоне меньше условных гидростатических. Наличие аномально низких пластовых давлений в данной зоне обычно объясняют сбросом

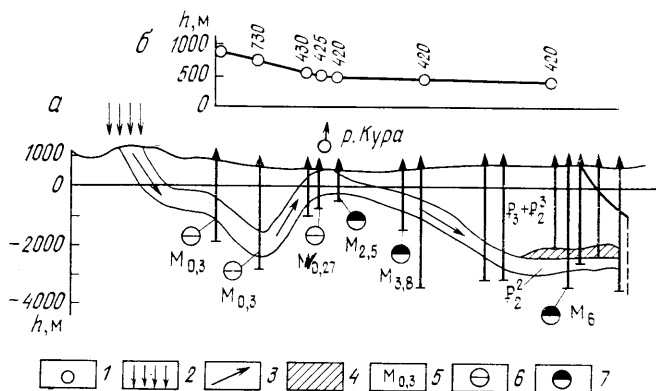


Рис. 53. Схематический геологический профиль (а) и кривые измерения пьезометрических уровней (б) в скважинах, вскрывших среднеэоценовые отложения (по данным В. Б. Александрова и др.).

1 — восходящие источники; 2 — область питания инфильтрационными водами; 3 — направление движения вод; 4 — нефтяная залежь; 5 — минерализация воды в г/л; 6 — гидрокарбонатно-натриевые воды; 7 — хлоркальциевые воды

пластовых вод в зоны глубинных разломов, ограничивающих этот элемент со всех сторон.

Возможно, что описанное явление и играет какую-то роль в формировании аномально низких давлений, но оно не может объяснить отсутствие региональных наклонов пьезометрической поверхности в среднем тектоническом блоке, отсутствие признаков аномальных давлений в северном и южном блоках.

Для объяснения причины образования АНПД можно воспользоваться понятием отрицательного термодинамического градиента поровых вод, возникающего в породах при тектонических дислокациях. Например, если предположить, что средний тектонический блок в Притбилиском районе в предчетвертичное или четвертичное время был поднят, то можно считать, что охлаждение горных пород создало условия для возникновения отрицательного термодинамического градиента в плотных низкопроницаемых глинистых породах. Теоретическая палетка для данного случая изображена на рис. 26, в. По этой палетке при амплитуде взброса 800 м давление в замкнутых порах глинистых пород вследствие охлаждения воды уменьшится с 25 до 20 МПа. Коэффициент аномальности составит 0,8.

Влияние аномально низких поровых давлений в глинистых породах распространяется на пластовые воды в пластах-коллекторах, находящихся в условиях затрудненного водообмена или в условиях элизионного водонапорного режима. После прекращения тектонических движений поровые и пластовые давления в разрезе постепенно будут выравниваться и со временем превратятся в нормальные гидростатические давления. Сегодня мы имеем возможность наблюдать какие-то промежуточные значения пластовых давлений.

Принципиально важным в данном случае является возникновение аномальных давлений в порых глинистых пород, позволяющее использовать данные геолого-технологических и геофизических исследований для прогнозирования пластовых давлений. Положительный опыт был получен при рассмотрении геофизических материалов по 19 глубоким скважинам на площадях Самгори и Ниноцминда.

III.2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ И ПАРАМЕТРАМ БУРЕНИЯ

III.2.1. Теоретическое обоснование методов

Методы прогнозирования аномальных давлений в толщах осадочных пород базируются в основном на одной и той же физической предпосылке — закономерности изменения свойств пород в результате их уплотнения в процессе накопления осадков. Физические свойства чистых глин, используемых в качестве индикатора поровых давлений на глубинах, для которых характерно возникновение АВПоД и АНПоД, определяются главным образом степенью их уплотнения. Глинистые породы, вмещающие залежи нефти, газа или воды с аномально высоким пластовым давлением, менее уплотнены и имеют более высокую пористость по сравнению с аналогичными породами, содержащими пластовую воду при нормальном поровом давлении. В случае аномально низких давлений вмещающие глины, соответственно, более уплотнены по сравнению с нормально уплотненными.

Более высокая пористость в зоне АВПоД объясняется влиянием повышенного давления поровой жидкости, препятствующей уплотнению пород. Чем выше давление поровой жидкости, тем менее уплотнены глинистые породы. Аналогичным образом объясняется более низкая пористость в зоне аномально низких давлений. Поскольку пористость и плотность определяют и другие физические параметры (см. разд. II.3), это свойство глинистых пород положено в основу различных методов выявления и определения аномальных давлений (рис. 54).

При прогнозировании давлений для изучения выбираются чистые глинистые породы без заметных примесей песчаного или карбонатного материала. Свойства чистых глинистых пород более однозначно, чем свойства других глинистых пород, зависят от эффективного напряжения (давления) — разности между геостатическим давлением горных пород и давлением поровой жидкости.

По геофизическим данным чистые глины характеризуются комплексом геофизических параметров: наиболее низким для данной глубины залегания удельным электрическим сопротивлением (чаще от 1 до 10 Ом·м); положительной аномалией ПС; повышенным значением естественной гамма-активности; расширением диаметра скважины при бурении на промывочной жидкости, приготовленной

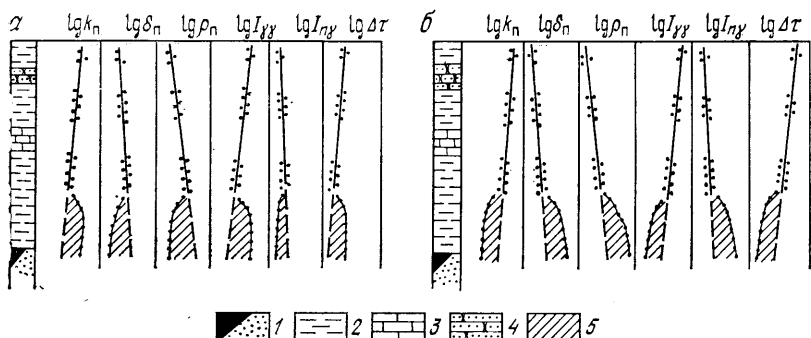


Рис. 54. Схема изменения физических свойств глинистых пород с глубиной в зоне: *а* — аномально высоких поровых давлений, *б* — аномально низких поровых давлений. 1 — нефтяной коллектор с аномальным давлением; 2 — глинистые породы; 3 — известняк; 4 — песчаник; 5 — зоны аномального порового давления

на водной основе; низкими показаниями нейтронного и нейтронного гамма-методов; высокими значениями интервального времени распространения продольных волн.

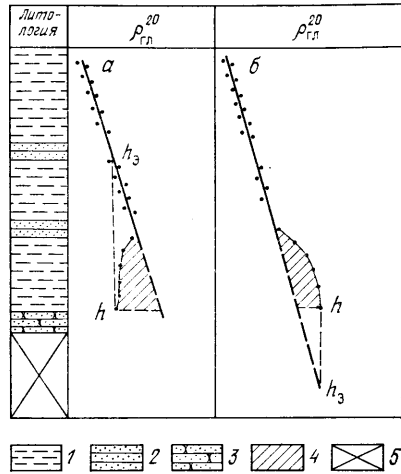
Выделение чистых глин в разрезе производится на основании комплексной интерпретации качественных, хорошо дифференцированных диаграмм, масштаб которых позволяет уверенно выделять перечисленные признаки чистых глин. Глинистые породы могут выделяться по данным изучения физических свойств керна или шлама разбуриваемых горных пород.

При отсутствии в разрезах чистых глинистых пород применяются специальные методики учета песчаности и карбонатности глинистых пород. Однако количественное определение песчаности или карбонатности глинистых пород без извлечения керна часто является сложной и неоднозначно решаемой задачей. Поэтому в подавляющем большинстве случаев статистическая обработка геологических и геофизических данных позволяет лишь выявить такие пласты и исключить их из рассмотрения. В тех случаях, когда в процессе геолого-технологических исследований производится непрерывное литологическое изучение шлама пород, определение песчаности и карбонатности глинистых пород может быть использовано для введения поправок в полученные значения физических параметров. После введения соответствующих поправок (за влияние диаметра скважины и мощности пласта) в полулогарифмическом масштабе строятся зависимости этих параметров от глубины залегания изучаемых пород.

Между логарифмами физических свойств глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости, и глубиной их залегания в зоне нормальных гидростатических давлений обычно наблюдаются линейные зависимости. Отклонение наблюдаемой кривой от этой линейной зависимости свидетельствует о наличии аномальных поровых давлений (за исключением влияния таких искажающих факторов, как повышение битуминоз-

Рис. 55. Определение аномальных давлений по методике эквивалентных глубин:

a — для оценки АВПоД, *б* — для оценки АНПоД. 1 — глина; 2 — песчаник; 3 — коллектор с аномальным давлением; 4 — зона аномального порового давления; 5 — разрез, не вскрытый бурением



ности глинистых пород, резкое изменение минерализации поровых вод, наличие тектонических нарушений, размывов и др.). По отклонению судят о величине превышения или снижения порового давления по сравнению с нормальным гидростатическим (см. рис. 54).

В разд. II.1 было подробно рассмотрено современное состояние вопроса прогнозирования аномальных пластовых давлений. Имеется относительно много публикаций, в которых приводятся различные формулы и графики, включая эмпирические, для расчета поровых давлений в глинистых толщах. Наиболее известные и широко используемые на практике методики (способы) определения аномальных давлений могут быть сведены к следующим трем взаимосвязанным методикам: а) эквивалентных глубин; б) кривых нормально уплотненных глинистых пород; в) компрессионной кривой.

В методике эквивалентных глубин при определении поровых давлений исходят из предположения: если исключить влияние температур приведением физических свойств к $t = 20^\circ\text{C}$, то чистые глинистые породы, имеющие одинаковые (эквивалентные) значения физических свойств, находятся на разных глубинах под воздействием равных эффективных напряжений (рис. 55):

$$\sigma^h - p_a^h = \sigma^{h_3} - p_n^{h_3}, \quad (\text{III.12})$$

где σ^h , σ^{h_3} — средние нормальные напряжения в глинистых породах на глубине соответственно h и h_3 ; p_a^h , $p_n^{h_3}$ — соответственно аномальное и нормальное гидростатическое давления в порых глинистых пород на тех же глубинах.

Из (III.12)

$$p_a^h = \sigma_n^h - (\sigma_n^{h_3} - p_n^{h_3}). \quad (\text{III.13})$$

Для определения средних нормальных напряжений $\sigma_{\text{п}}^h$ или $\sigma_{\text{п}}^{h_3}$, строго говоря, необходимо знать главные нормальные напряжения. Величины главных нормальных напряжений зависят от многих факторов: веса 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 — сложная задача. Поэтому пользуются более простыми схемами.

Значение средних нормальных напряжений определим из (II.4), введя средневзвешенные значения плотности пород:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{п}}^h &= g \delta_{\text{п. ср}}^h h, \\ \sigma_{\text{п}}^{h_3} &= g \delta_{\text{п. ср}}^{h_3} h_3,\end{aligned}\tag{III.14}$$

где $\delta_{\text{п. ср}}^h$ и $\delta_{\text{п. ср}}^{h_3}$ — средневзвешенные по мощности значения плотности пород, слагающих изучаемый разрез отложений до глубины соответственно h и h_3 .

Аналогично нормальное гидростатическое давление на глубине h_3

$$p_{\text{п}}^{h_3} = g \delta_{\text{в. ср}}^{h_3} h_3,\tag{III.15}$$

где $\delta_{\text{в. ср}}^{h_3}$ — средневзвешенное значение плотности насыщающих породы флюидов до глубины h_3 .

Уравнение (III.13) с учетом (III.14) и (III.15) перепишем:

$$p_{\text{а}}^h = g \delta_{\text{п. ср}}^h - g (\delta_{\text{п. ср}}^{h_3} - \delta_{\text{в. ср}}^{h_3}) h_3.\tag{III.16}$$

Это и есть основное уравнение для определения аномальных поровых давлений по методике эквивалентной глубины. Его использование требует графического решения при определении h_3 , что является недостатком рассмотренной методики. Для того чтобы устранить указанный недостаток, выполним аналитическое преобразование (III.16).

В методике 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 залегания этих же пород. Опыт показывает, что физические свойства чистых глинистых пород на больших глубинах, на которых возникает АВПД, зависят главным образом от степени их уплотнения. При этом влияние изменения минерального состава глин на глубинах более 2000—2500 м отступает как бы на второй план. Температура — второй после уплотнения фактор, определяющий изменения физических свойств чистых глинистых пород с глубиной.

На величину удельного электрического сопротивления или электропроводности большое влияние оказывает минерализация поровых вод. В некоторых работах для исключения влияния минерализации рекомендуется пользоваться отношением удельного сопротивления породы к удельному сопротивлению минерализованных вод, определенному по методу ПС во вмещаемых пластах песчаника. Однако практически воспользоваться этой рекомендацией трудно, поскольку совершенно нет уверенности в том, что минерализации вод в глинах и песчаниках равны между собой, а также трудно бывает среди мощных глинистых толщ найти 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 параметрами этих пород (k_p , δ_p , ρ_p , σ_p , Δt , $I_{\gamma\gamma}$, $I_{n\gamma}$) и глубиной залегания могут быть аппроксимированы в достаточно широком диапазоне глубин экспоненциальными зависимостями. В полулогарифмическом масштабе статистические зависимости, которые условились называть кривыми нормально уплотненных глин, будут представлены прямыми линиями.

Пример подобной статистической зависимости изображен на рис. 29 и схематически на рис. 56, где до глубины h_2 статистическая связь представляет собой прямую линию. В зоне аномальных давлений линейный характер этой связи нарушается в результате влияния повышенного или пониженного порового давления на уплотнение глинистых пород. Приведение зависимости к температуре на глубине h_1 отображается в повороте зависимости. Новая, исправленная за температуру, кривая для чистых глинистых пород отражает лишь влияние уплотнения.

Таковы исходные положения рассматриваемой методики. Вернемся к уравнению (III.16). Добавим и вычтем из правой части этого уравнения значение нормального гидростатического порового давления жидкости на глубине h :

$$p_n^h = g \delta_{в.ср}^h h.$$

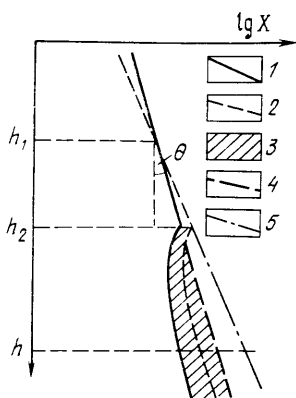


Рис. 56. График приведения кривой нормально уплотненных глин к температуре t_1 .

Кривые нормально уплотненных глин: 1 — в изучаемом разрезе, 2 — приведенная к температуре t_1 на глубине h_1 ; 3 — зона аномально высокого порового давления; 4 и 5 — экстраполяции кривых нормально уплотненных глин в зону АВПоД

Тогда

$$p_a^h = p_n^h + g \left[(\delta_{п. ср}^h - \delta_{в. ср}^h) h - (\delta_{п. ср}^{h_3} - \delta_{в. ср}^{h_3}) \right] h_3.$$

Если воспользоваться средним значением плотности пород и пластовой воды в интервале глубин от 0 до $(h+h_3)/2$, получим

$$p_a^h = p_n^h + g (\delta_{п} - \delta_{в})_{ср} (h - h_3). \quad (III.17)$$

Из рис. 56 можно заключить, что

$$h - h_3 = \text{ctg } \theta \lg (X_n/X_a)_{t_1}, \quad (III.18)$$

где X_n/X_a — отношение физического свойства глинистых пород на глубине h при нормальном гидростатическом давлении поровой жидкости к физическому свойству при аномальном поровом давлении (физические свойства приведены к температуре t_1); θ — угол наклона кривой нормального уплотнения глин, приведенной к температуре t_1 .

Значение $\text{ctg } \theta$ можно определить в интервале (h_2-h_1) залегания нормально уплотненных глинистых пород:

$$\text{ctg } \theta = \frac{h_2 - h_1}{\lg (X_2/X_1) \pm \lg (X_{t_2}/X_{t_1})}, \quad (III.19)$$

где X_2/X_1 — отношение физического свойства 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 физического состава 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 (h_2-h_1) влияние температуры на изменение многих физических свойств с хорошей точностью можно аппроксимировать экспоненциальной зависимостью, то

$$\pm \lg \frac{X_{t_2}}{X_{t_1}} = \frac{\alpha(X)}{2,3} (t_2 - t_1) = \frac{\alpha(X)}{2,3} \Gamma \Delta h, \quad (III.20)$$

где

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

— усредненное в интервале температур $\Delta t = (t_2-t_1)$ значение температурного коэффициента для физического свойства X глинистых пород; Γ — геотермический градиент в интервале глубин (h_2-h_1) .

С достаточной точностью можно также предположить, что

$$(X_n/X_a)_{t_1} \approx (X_n/X_a)_t, \quad (III.21)$$

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

Тогда, подставив (III.18) и (III.19) в (III.17), а также опустив индекс h в обозначении давлений, окончательно получим уравнение для оценки АВПод¹:

$$p_a = p_n + \frac{g(\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg(X_2/X_1) \pm (\alpha(X)/2,3) \Gamma \Delta h} \lg \frac{X_n}{X_a}. \quad (III.22)$$

Аналогичным образом выводится уравнение для оценки аномально низких давлений, окончательный вариант которого

$$p_a = p_n - \frac{g(\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg(X_2/X_1) \pm (\alpha(X)/2,3) \Gamma \Delta h} \lg \frac{X_n}{X_a}. \quad (III.23)$$

При изучении 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) влияние температуры на физические свойства существенно ниже, чем влияние уплотнения. Тогда

$$\lg(X_2/X_1) \gg (\alpha(X)/2,3) \Gamma \Delta h.$$

Указанное обстоятельство в этом случае позволяет также пренебречь влиянием температуры. В других случаях этого делать нельзя.

Приведенные в табл. 7 формулы, используемые для различных петрофизических и геофизических методов при определении аномальных поровых давлений в глинистых толщах, получены на основе обобщенных уравнений (III.22) и (III.23). При вычислениях необходимо учитывать смену знака перед логарифмами при $X_n < X_a$ и $X_2 < X_1$.

Методика кривых нормально уплотненных глин может быть применена для прогноза пластовых давлений до бурения скважин с использованием данных сейсморазведки методом ОГТ, а также в процессе бурения с применением различных методов ГИС и данных изучения физических свойств образцов керна и шлама.

Из двух предложенных методик методика кривых нормально уплотненных глинистых пород имеет определенные преимущества. Аналитический характер методики позволяет эффективно использовать ЭВМ для прогнозирования и оценки аномальных давлений. В расчетные уравнения (III.22) и (III.23) входит отношение петрофизических параметров, что снижает требования к точности их определения. Однако, поскольку необходимо экстраполировать зависимость в зону аномальных давлений, ограничением методики является требование линейности кривых нормально уплотненных глинистых пород. Кроме того, в ряде случаев, бывает затруднено

¹ Знак «+» перед выражением $\alpha(X)/2,3$ используется в том случае, если X уменьшается при увеличении температуры (удельное сопротивление, скорость упругих волн); знак «-» — при увеличении X с температурой (интенсивность радиационного гамма-излучения), при этом учитывается смена знака перед логарифмом при $X_2 < X_1$ и $X_n < X_a$.

Формулы для определения аномальных поровых давлений в глинистых толщах

Используемое физическое свойство или геофизический параметр	Формула
Коэффициент пористости k_n (при атмосферных условиях)	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (k_n^{h_1}/k_n^{h_2})} lg \frac{k_{n,a}}{k_{n,n}}$
Плотность δ_n (при атмосферных условиях)	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (\delta_n^{h_2}/\delta_n^{h_1})} lg \frac{\delta_{n,n}}{\delta_{n,a}}$
Удельное электрическое сопротивление ρ_n	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (\rho_n^{h_2}/\rho_n^{h_1}) + (\alpha (\rho_n)/2, 3) \Gamma \Delta h} \times$ $\times lg \frac{\rho_{n,n}}{\rho_{n,a}}$
Удельная электропроводность σ_n	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (\sigma_n^{h_2}/\sigma_n^{h_1}) + (\alpha (\sigma_n)/2, 3) \Gamma \Delta h} \times$ $\times lg \frac{\sigma_{n,a}}{\sigma_{n,n}}$
Интервальное время $\Delta\tau$	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (\Delta\tau_1/\Delta\tau_2) + (\alpha (\Delta\tau)/2, 3) \Gamma \Delta h} \times$ $\times lg \frac{\Delta\tau_a}{\Delta\tau_n}$
Интервальная скорость v	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (v_2/v_1) + (\alpha (\Delta v)/2, 3) \Gamma \Delta h} \times$ $\times lg \frac{v_n}{v_a}$
Интенсивность рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (I_{\gamma\gamma}^{h_1}/I_{\gamma\gamma}^{h_2})} lg \frac{I_{\gamma\gamma a}}{I_{\gamma\gamma n}}$
Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата $I_{n\gamma}$	$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{lg (I_{n\gamma}^{h_2}/I_{n\gamma}^{h_1}) - (\alpha (I_{n\gamma})/2, 3) \Gamma \Delta h} \times$ $\times lg \frac{I_{n\gamma n}}{I_{n\gamma a}}$

построение достоверной линии нормального уплотнения глин, что может быть связано с существованием аномальных давлений уже на малых глубинах или с оценкой АВПД в районах со сложным геологическим строением (прерывистыми циклами осадконакопления, тектоническими нарушениями и т. п.). В этом случае описанные ранее методики оценки аномальных давлений не позволяют осуществлять успешное прогнозирование давлений.

Методика компрессионной кривой может быть использована для определения аномальных давлений в сложных геологических условиях. Она основана на использовании свойств компрессионной кривой — закономерности, характеризующей уплотнения глинистых пород в зависимости от разности между давлением массы вышележащих осадочных пород σ и давлением насыщающих глины флюидов p .

Описанные выше методы оценки АВПОД основаны на изучении графических зависимостей физических свойств глинистых пород от глубины их залегания. Зависимости закономерны в зоне нормально уплотненных глинистых пород. В зоне АВПОД эти закономерности нарушаются, что и является качественным и количественным признаком аномальных поровых давлений.

Компрессионные кривые более универсальны. Они едины в зоне залегания глинистых пород с нормальным и аномальным давлением поровой жидкости. Это свойство предоставляет широкие возможности для аналитического определения параметров компрессионной кривой и использования вычислительной техники. Кроме того, нет необходимости прибегать к трудоемким графическим построениям.

Опыт экспериментального изучения уплотнения глинистых пород показывает, что при неизменных свойствах насыщающего флюида и постоянном минералогическом составе глинистых минералов между различными физическими свойствами глинистых пород X и разностью давлений $(\sigma - p)$ имеют место экспоненциальные зависимости, которые в полулогарифмическом масштабе становятся прямыми (рис. 57). Отклонения от прямой линии могут возникнуть в случае непостоянства минерализации погребенных в глинах поровых вод, а также за счет влияния увеличения с глубиной температуры глин. Первое явление наблюдается обычно в глинах, залегающих на глубинах менее 800—1000 м. Второе явление возможно учесть путем аналитического приведения всей кривой к одной и той же температуре.

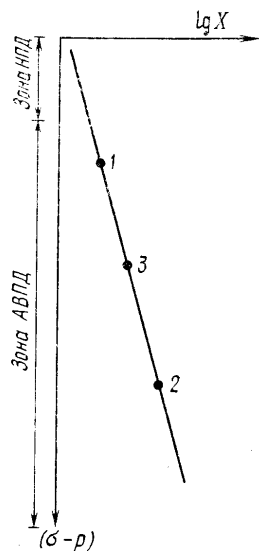


Рис. 57. Схематический график изменения физических свойств глинистых пород от эффективного напряжения.

НПД — нормальное пластование давление

Выделим на прямой (см. рис. 57) точки 1—3. Все измерения параметра X на прямой приведем к температуре точки 1. В точках 1 и 2 давление поровых флюидов в глинистых породах известно и равно p_1 и p_2 . В точке 3 это давление p_a требуется определить.

Запишем с учетом сказанного координаты точек 1—3:

точка 1 $\{\lg X_1; (\sigma_1 - p_1)\}$;

точка 2 $\left\{ \left[\lg X_2 \pm \frac{\alpha(x) \Gamma(h_2 - h_1)}{2,3} \right]; (\sigma_2 - p_2) \right\}$;

точка 3 $\left\{ \left[\lg X \pm \frac{\alpha(X) \Gamma(h - h_1)}{2,3} \right]; (\sigma - p_a) \right\}$,

где $\alpha(X)$ — значение температурного коэффициента для физического свойства X ; Γ — среднее значение геотермического градиента в интервале h_1 — h_2 ; h, h_1, h_2 — глубина соответственно до точки 3, 1 и 2; $\sigma, \sigma_1, \sigma_2$ — среднее нормальное напряжение соответственно на глубинах h, h_1 и h_2 .

Уравнение прямой, проходящей через точки 1 и 2, имеет вид

$$\frac{\lg X \pm [\alpha(X) \Gamma(h - h_1)/2,3] - \lg X_1}{\lg X_2 \pm [\alpha(X) \Gamma(h_2 - h_1)/2,3] - \lg X_1} = \frac{(\sigma - p_a) - (\sigma_1 - p_1)}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)}. \quad (\text{III.24})$$

Это уравнение можно привести к более удобному для вычисления уравнению прямой — уравнению с угловым коэффициентом:

$$p_a = \sigma - \frac{\lg X \pm [\alpha(X) \Gamma(h - h_1)/2,3] - b_X}{K_X}, \quad (\text{III.25})$$

где введены следующие обозначения для параметров этой прямой:

$$b_X = \frac{\lg X_1 (\sigma_2 - p_2)}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)} - \frac{[\lg X_2 \pm \alpha(X) \Gamma(h_2 - h_1)/2,3] (\sigma_1 - p_1)}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)}; \quad (\text{III.26})$$

$$K_X = \frac{\lg \left(\frac{X_2}{X_1} \right) \pm [\alpha(X) \Gamma(h_2 - h_1)/2,3]}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)}. \quad (\text{III.27})$$

Параметр K_X в (III.25) является угловым коэффициентом компрессионной кривой, построенной в полулогарифмическом масштабе. Он характеризует изменение физического свойства X при уплотнении глинистых пород. Коэффициент b_X — свободный член в уравнении прямой и характеризует условную величину — логарифм физического свойства глинистых пород, находящихся на поверхности (при $\sigma - p = 0$).

Числовые значения параметров K_X и b_X , определяющих положение компрессионной кривой в пространстве, принципиально можно найти, если известны координаты только двух точек, лежащих на компрессионной кривой: $[X_1; (\sigma_1 - p_1)]$ и $[X_2; (\sigma_2 - p_2)]$. Значения физических свойств глинистых пород X_1 и X_2 определяются для конкретной толщи глинистых пород по геофизическим

данным или данным изучения керна, шлама; значения σ_1 и σ_2 — как геостатические давления в тех же точках разреза. Значения поровых давлений p_1 и p_2 в зоне нормально уплотненных глинистых пород определяют по формулам гидростатического давления, а в зоне аномальных давлений — путем прямого измерения скважинным манометром в близлежащем коллекторе.

Таким образом, для определения аномального порового давления в глинистых породах по методу компрессионной кривой необходимо знать значения параметров b_x и K_x , а также возможное изменение их по площади изучаемого региона. Для исключения случайных ошибок при определении значений параметров компрессионной кривой на каждой конкретной площади лучше использовать не две, а несколько точек с известными координатами, т. е. рекомендуется применять статистический подход к определению параметров компрессионной кривой по изучаемым или даже по соседним скважинам, находящимся в сходных геологических условиях.

Несомненный интерес для прогнозирования аномальных давлений с применением ЭВМ представляет совместное использование обеих методик: кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой. Если по данным первой методики на графике возможно визуально выделять зоны аномальных поровых давлений и наблюдать изменения расчетных значений для каждой аномальной точки, то благодаря второй в сложных геологических условиях возможно выделять различные геологические несогласия, исключать влияние аномальности порового давления и в конечном счете корректировать кривые нормально уплотненных глин, что в этих условиях значительно повышает эффективность прогнозирования аномальных пластовых давлений.

Кроме того, методика компрессионной кривой позволяет использовать значения параметров b_x и K_x для построения схематических карт их изменения по площади, что, во-первых, дает возможность проследивать изменение геологических особенностей изучаемого региона, а во-вторых — оперативно применять эти схемы для прогноза аномальных давлений на вновь разбурываемых площадях.

Представленные методики количественной оценки аномальных давлений эффективны во многих районах мира на различных этапах поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. В то же время в природе существуют и такие условия, когда использование их значительно затруднено, а иногда и невозможно. Для этих случаев имеются другие способы решения этой проблемы, применяются иные подходы и суждения.

Ниже рассмотрим практическое применение методик и методов (включая и выше рассмотренные) прогнозирования аномальных давлений в районах с различным геологическим строением и природой образования давлений.

III.2.2. Сейсморазведка

Практически доказано, что в настоящее время сейсморазведка — единственный метод разведочной геофизики, с помощью которого возможно прогнозировать глубину залегания кровли зоны АВПД и значение пластового давления. Особая ценность сейсморазведки заключается в прогнозировании АВПД до начала бурения глубоких скважин. Эти данные имеют чрезвычайно важное значение при проектировании скважины, выборе ее конструкции, позволяют производить бурение в оптимальном технологическом режиме, избегать аварийных ситуаций.

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

Например, Е. Рейнольдс (1974 г.) проверил достоверность прогноза глубины залегания кровли зоны АВПД по материалам 35 глубоких скважин, пробуренных в девяти странах мира. Проверка показала, что в 60 % случаев глубина залегания зоны АВПД была предсказана с точностью ± 150 м и в 70 % случаев — с точностью ± 300 м. Величина пластового давления, выраженная через плотность промывочной жидкости, 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 (карбонатизацией) глинистых пород.

Аномалии скоростей упругих волн в осадочном разрезе могут быть вызваны различными причинами. Они могут быть связаны не только с зонами АВПД, сложенными недоуплотненными породами, но и с литологической изменчивостью пород, с наличием залежей нефти и газа, сопутствующими этим залежам ореолами углеводородов. Для разделения указанных эффектов необходимо располагать какими-то дополнительными признаками. Например, снижение скорости, связанное с наличием АВПД в глинистых толщах, носит региональный характер. В то же время снижение скорости в области залежей нефти, 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 анализ скоростей. Однако в отдельных благоприятных случаях (рифовые тела, мощные пачки литологически однородных пород и др.) име-

ется возможность использовать данные этого 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, используемый при прогнозировании АВПД, заключается в вычислении в заданном временном окне ΔT некоторой функции S , характеризующей регулярность компоненты упругих колебаний с эффективной скоростью $v_{эф}$. По этим данным получают спектры скоростей $S(v_{эф})$. По величине максимумов, наблюдаемых в этих спектрах, можно определить значения эффективных скоростей $v_{эф}$. Временные окна при анализе скоростей располагаются равномерно по оси времени (это вертикальные спектры скоростей), либо вдоль заданных геофизиком опорных отражений (это горизонтальные спектры скоростей). Для вычисления спектров скоростей предложено множество выражений. На основе моделирования, выполненного в МИНГе [23], выбран логэкспоненциальный алгоритм, описываемый выражением

$$S = \sum_{\Delta T_1}^{\Delta T_1 + \Delta T} \left| \exp \left(\frac{1}{N} \sum_{m=1}^N \operatorname{sgn} F_n \ln |F_n| \right) \right|, \quad (\text{III.28})$$

где $F_n = F_n(T + \theta_x)$ — текущий отсчет трассы, временной сдвиг которого θ_x относительно текущего времени T определяется по годографу волны, имеющей скорость v ; ΔT_1 — начало временного окна; N — число совместно обрабатываемых сейсмических трасс.

Для повышения помехоустойчивости трассы такой обработке одновременно подвергаются несколько соседних общих глубинных точек. Поэтому сдвиг θ_x должен учитывать и наклон границ, который задается геофизиком либо определяется автоматически. Для дальнейшего повышения точности несколько соседних по профилю спектров также усредняются. В итоге значение эффективной скорости для каждого отражения профиля получают путем статистического усреднения 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 усреднение по профилю выполняют на базах, длина которых достигает 1 км и более. Этот прием позволяет снизить дисперсию эффективных скоростей до $(0,01-0,015) \times v_{эф}$, что не выше дисперсии средних скоростей при их определении прямым путем, по сейсмокаротажу.

В качестве примера на рис. 58 показаны фрагменты вертикальных спектров, полученные по двум соседним сейсмическим профилям в районе Северной площади в Западно-Кубанском прогибе. Слева от графиков спектров скоростей автоматическое устройство графического вывода информации (плоттер) записало время центра установленного временного окна, справа — три

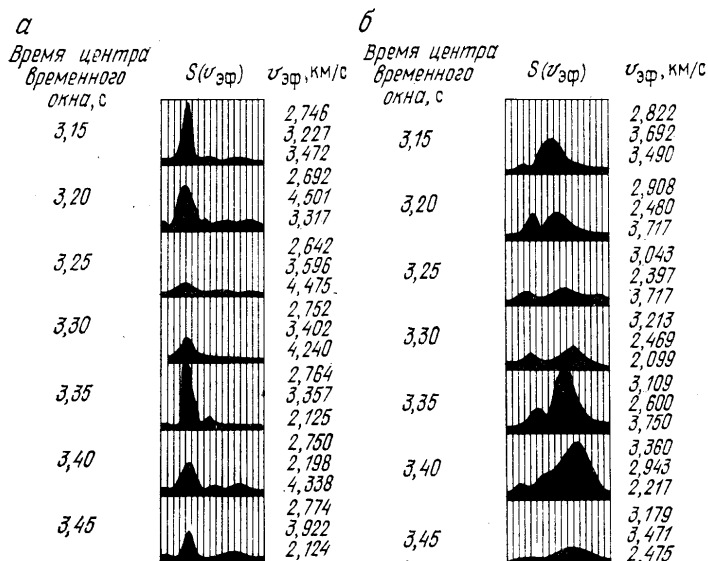


Рис. 58. Спектры скоростей продольных волн по различным профилям. Запись сейсмограмм: а — цифровая, б — аналоговая

значения эффективной скорости. Спектры на рис. 58, а имеют более четкие узкие максимумы, по которым эффективная скорость определяется достаточно надежно. На рис. 58, 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 на ПР 147301 регистрация колебаний выполнена с цифровой сеймостанцией при максимальном удалении сейсμοприемников от пункта взрыва, равном 3500 м; во втором — на ПР 147410 — произведена аналоговая запись при удалениях приемников до 2400 м.

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

При геологической интерпретации полученных скоростей необходимо учесть влияние на них таких искажающих факторов, как угол наклона отражающих границ и слоистость вышележащей толщи пород.

Влияние угла наклона i_k некоторой k -ой отражающей границы на величину эффективной скорости $v_{эфk}$ учитывается путем умножения $v_{огт k}$ для этой границы на косинус угла i_k :

$$v_{эфk} = v_{огтk} \cos i_k.$$

(III.29)

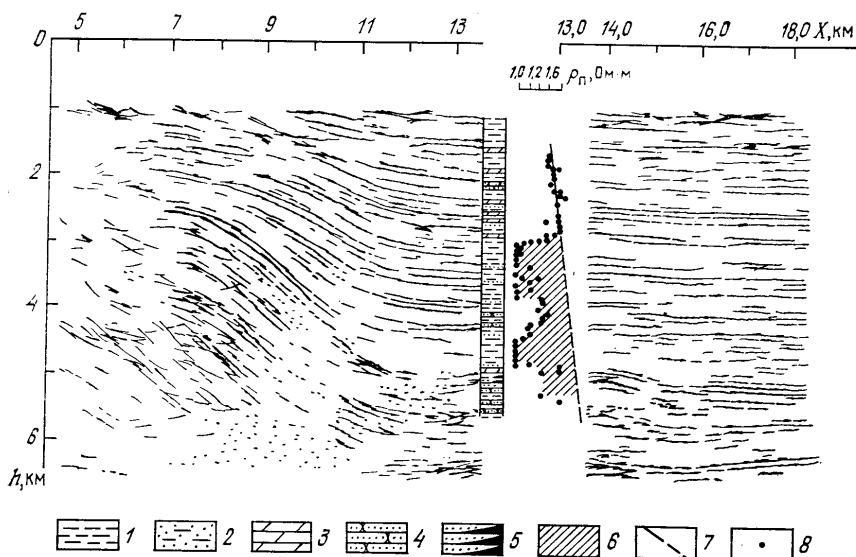


Рис. 59. Глубинный разрез МРНП, литологическая колонка и кривая изменения удельного электрического сопротивления глинистых пород в скв. 1 Северной площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчаная; 3 — мергель; 4 — песчаник непродутивный; 5 — песчаник продуктивный; 6 — зона anomalously высокого давления в глинах; 7 — кривая нормально уплотненных глин; 8 — измеренное значение удельного сопротивления глин

Слоистость покрывающей толщи в первом приближении корректируется по формуле Брауна, определяющей в качестве средней скорости так называемую предельную эффективную скорость $\bar{v}_{\text{пр}k}$ до k -й отражающей границы:

$$v_{\text{пр}k} = v_{\text{эф}k} \sqrt{1 - 1,4 (\theta_k/t_k) (\sigma_k/v_{\text{эф}k})^2}, \quad (\text{III.30})$$

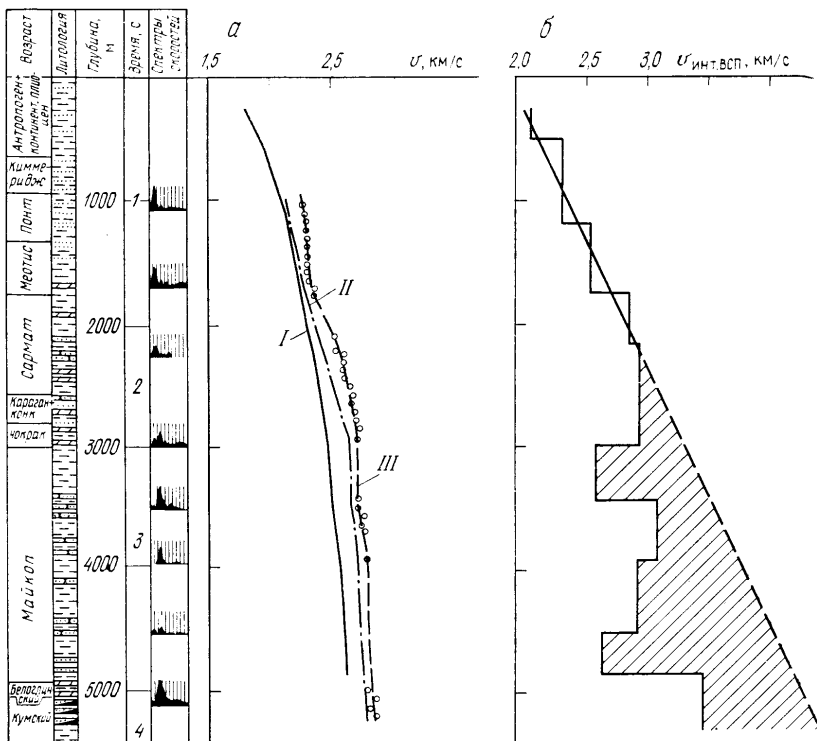
где θ_k — временной сдвиг по годографу отраженной волны для наиболее удаленного приемника; t_k — время прихода отраженной волны; σ_k — дисперсия пластовых скоростей для вышележащей толщи пород от поверхности до k -ой отражающей границы.

Для определения интервальной (пластовой) скорости для пласта может быть использована формула Дикса:

$$v_{\text{пл}k} = \sqrt{(v_{\text{пр}k+1}^2 t_{k+1} - v_{\text{пр}k}^2 t_k) / (t_{k+1} - t_k)}, \quad (\text{III.31})$$

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

Глубинный разрез РНП (рис. 59) дает представление об условиях залегания пород в районе расположения обрабатываемых сейсмических профилей. Разрез построен на ЭВМ. Литологическая колонка, расположенная в непосредственной близости от рассматриваемого сейсмического профиля, показывает, что изучаемый разрез сложен песчано-глинистыми породами, причем



глинистые породы преобладают, образуя мощные пачки. Уменьшение удельного сопротивления глинистых пород с глубиной (см. рис. 59, заштрихованный интервал), отмеченное по результатам электрических исследований скв. 1, свидетельствует о наличии зон АВПоД в изучаемом разрезе и определяет мощность этой зоны. Эти деталиные представления о литологии разреза и нахождении АВПоД в изучаемом районе не требуются для прогнозирования аномальных давлений по сейсмическим данным. Они приведены на рис. 59 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 заведомо известно местоположение зоны АВПоД.

На рис. 60 сведены все полученные результаты. Вследствие слабой дифференциации разреза по скорости кривые II и III очень близки (рис. 60, а). Различие этих кривых с кривой I, вероятно, объясняется большим влиянием аннизотропии скорости на $v_{огт}$ и $v_{пр}$.

Как видно из рис. 60, б и в, кривые пластовых скоростей согласуются между собой, что подтверждает эффективность принятой методики интерпретации. В изучаемом разрезе до глубины 2250 м

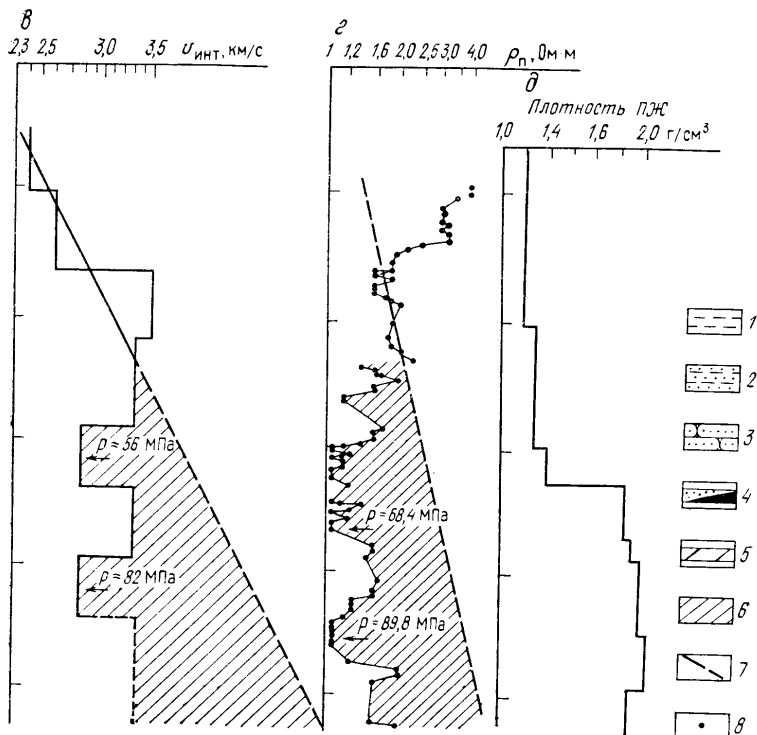


Рис. 60. Результаты прогнозирования АВПД по данным сейсморазведки и результаты ГИС скв. 1 Северской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

Кривые: *а* — изменения скоростей, *б* — пластовых скоростей, вычисленных путем прямого наблюдения по методике ВСП, *в* — пластовых скоростей, вычисленных с помощью (III.31) по кривой предельных эффективных скоростей, которая получена по результатам анализа сейсмограмм, *г* — удельного электрического сопротивления глин, определенного в скважине по БЭЗ, *д* — изменения плотности глинистого раствора, применяемого при бурении. *1* — изменение средних скоростей по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП); *II* — изменение скоростей ОГТ; *III* — изменения предельных эффективных скоростей, полученных по материалам анализа скоростей; *1* — глина; *2* — глина песчанистая; *3* — песчаник непродуктивный; *4* — песчаник продуктивный; *5* — мергель; *6* — зона anomalously высокого порового давления; *7* — кривая нормально уплотненных глин; *8* — измеренное значение удельного сопротивления глин

наблюдается постепенное увеличение пластовых скоростей в соответствии с уплотнением осадков. Увеличение $v_{пл}$ терригенных пород с глубиной при нормальном гидростатическом давлении жидкости в порах описывается экспоненциальным законом. В полулוגарифмическом масштабе эта зависимость преобразуется в прямую линию. Отклонение значений пластовых скоростей от прямой линии в нижней части разреза объясняется меньшей плотностью пород в связи с влиянием anomalously высокого давления поровых флюидов. Этот дефицит скорости подчеркнут на рисунке штриховкой. Продуктивные пласты песчаника с anomalously высоким давлением располагаются в нижней части разреза, в кумском горизонте.

Наличие зоны АВПоД ниже глубины 2250 м подтверждается более низкими значениями удельного сопротивления глинистых пород (рис. 60, *г*), определенных в скв. 1 по боковому электрическому зондированию [10], а также изменением плотности промысловой жидкости, использованной при бурении этой скважины (рис. 60, *д*).

Численные значения порового давления в зоне АВПоД были определены по кривой предельных эффективных скоростей с использованием уравнения, приведенного в табл. 7. Определения выполнены в интервалах минимальных пластовых скоростей, т. е. в толщах глинистых пород, наиболее свободных от влияния песчаных пластов. На глубине 3200 м давление поровой жидкости в глинах $p_a = 56$ МПа ($K_a = 1,75$), а на глубине 4250 м $p_a = 82$ МПа ($K_a = 1,96$). Контрольные определения порового давления по более детальной кривой изменения удельного сопротивления глин подтверждает полученные результаты — коэффициенты аномальности в двух интервалах разреза равны соответственно 1,92 и 1,99.

В рассмотренном примере мощность АВПоД превышает 3 км, в строении этой зоны участвуют мощные пачки глинистых пород. Это благоприятные условия для применения сейсморазведки для целей прогнозирования. В других случаях зона АВПоД может иметь меньшую мощность. В разрезе могут встречаться толщи карбонатных пород и гидрохимических осадков, которые необходимо выделять по кривой интервальных скоростей и исключать из рассмотрения при определении положения кривых нормально уплотненных глин, а также при определении пластового давления.

Возникает вопрос о разрешающей способности прогнозирования АВПД по данным сейсморазведки, о той минимальной мощности интервала, для которого можно надежно определить пластовую (интервальную) скорость. Воспользуемся для такой приближенной оценки уравнением (III.31). После простых преобразований (III.31) и ряда допущений получим

$$\Delta h \approx (2 \Delta v_{эф}/v_{пл}) h, \quad (\text{III.32})$$

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

Выделение интервала пластовой скорости по кривой приведенных эффективных скоростей можно считать надежным, если значение будет превышать утроенную дисперсию эффективных скоростей $\sigma_{v_{эф}}$:

$$\Delta h > (6\sigma_{v_{эф}}/v_{пл}) h. \quad (\text{III.33})$$

Скоростной анализ, выполненный по методике МИНГ, показывает, что при хорошем качестве сейсмических материалов дисперсия эффективных скоростей $\sigma_{v_{эф}}$ составляет $(0,010 \div 0,015) v_{эф}$. Тогда, приняв для упрощения выражения $v_{пл}/v_{эф} \approx 1$, будем иметь

выражение для определения минимальной мощности интервала пластовой скорости

$$\Delta h_{\min} > (0,06 \div 0,09) h. \quad (\text{III.34})$$

Из (III.34) следует, что минимальная мощность интервала при определении пластовой скорости изменяется в следующих пределах:

$$\text{при } h = 2000 \text{ м} \quad \Delta h_{\min} = 120 \div 180 \text{ м};$$

$$\text{при } h = 4000 \text{ м} \quad \Delta h_{\min} = 240 \div 360 \text{ м};$$

$$\text{при } h = 6000 \text{ м} \quad \Delta h_{\min} = 360 \div 540 \text{ м}.$$

При отсутствии отражения или плохом качестве сейсмических материалов разрешающая способность сейсморазведки для прогнозирования АВПД ухудшается.

Следует отметить, что на интервалы приблизительно такой мощности разбивает кривые интервальных скоростей Е. Рейнольдс (1974 г.). Б. Ауд (1974 г.) считает возможным по данным сейсморазведки выделять зоны АВПоД мощностью до 6 м на глубинах 1 и 5 км, что, на наш взгляд, технически маловероятно.

Исходя из выполненной оценки, можно предположить, что благоприятные условия для выделения зон АВПоД сейсморазведкой существуют не только в Западно-Кубанском прогибе, но и в пределах Южно-Каспийской впадины, Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадинах, во внутренних частях Предкарпатского прогиба и т. д.

Очень перспективно применение этой методики при проектировании глубоких скважин в условиях континентального шельфа, в разрезах которого, как показывает опыт работ в различных странах, часто имеют место аномально высокие пластовые давления.

Описанная методика основана на интерпретации кривых нормально уплотненных глин. Представляется весьма перспективным использовать для прогнозирования АВПД по данным сейсморазведки методику компрессионной кривой. Комплексование сейсморазведки с методами ГИС по этой методике, наряду с изучением гидродинамических особенностей разрезов, может дать интересные результаты по оценке разрывных нарушений, эрозийных срезов и других геологических несогласий.

III.2.3. Геофизические исследования скважин

Для прогнозирования аномальных давлений по данным геофизических исследований скважин используются методы электрометрии, радиометрии и ультразвуковой метод.

Методика прогнозирования по данным перечисленных методов строится следующим образом. Намечают комплекс геофизических методов, эффективно применяемых в изученном районе, и по

данным предварительного прогноза ориентировочно устанавливают интересные интервалы глубин. Далее в процессе исследования на диаграммах геофизических методов по всему интервалу изучаемой скважины выделяют пласты наиболее чистых глин мощностью по возможности не менее 5 м.

В значения рассматриваемых геофизических параметров в выделенных пластах глин при необходимости вносят соответствующие поправки за влияние диаметра скважины, мощность пласта и т. д. (Для расчета параметров компрессионной кривой достаточно выделить не менее двух наиболее достоверных пластов.) Исправленные значения геофизического параметра наносят на график в полулогарифмическом масштабе в зависимости от глубины залегания исследуемых пород или эффективного напряжения ($\sigma - p$). Полученные статистические зависимости 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). Зависимости физических свойств глинистых пород от эффективного напряжения представляют собой компрессионные кривые.

Рассмотрим прогнозирование зон аномальных давлений по данным различных геофизических методов исследования скважин с помощью методик кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой, а также приведем примеры использования для прогнозирования методики эквивалентных глубин.

Определение аномальных давлений по данным электрометрии скважин

С помощью данных электрометрии скважин (методов бокового электрического зондирования, сопротивления экранированного заземления, индукционного метода) определяется удельное электрическое сопротивление (электропроводность) глинистых пластов, для чего используется соответствующий диаграммный материал. Затем по полученным значениям удельных электрических сопротивлений (электропроводности) в полулогарифмическом масштабе строятся зависимости изменения соответствующих параметров от глубины залегания изучаемых пластов и проводится линия нормально уплотненных глин. На этих графиках отклонениями от линии нормально уплотненных глин отмечается зона АВПоД или АНПоД (рис. 61, интервал 3550—4600 м, см. также рис. 91, интервал 2200—2750 м).

Для количественной оценки аномального порового давления в глинистой покрывке по данным электрометрии скважин урав-

нения методики кривых нормально уплотненных глин (III.22) и (III.23) преобразуют к виду¹

$$\rho_a = \rho_n \pm \frac{g(\delta_n - \delta_a)_{cp} \Delta h}{\lg(\rho_n^{h_2} / \rho_n^{h_1}) + [\alpha(\rho_n) / 2, 3] \Gamma \Delta h} \times \lg \frac{\rho_{п. н}}{\rho_{п. а}}, \quad (III.35)$$

где $\rho_n^{h_2}$, $\rho_n^{h_1}$ — удельное электрическое сопротивление глин при нормальном поровом давлении на глубине соответственно h_2 и h_1 ; $\rho_{п. н}$, $\rho_{п. а}$ — удельное электрическое сопротивление глин соответственно при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости; $\alpha(\rho_n)$ — коэффициент, характеризующий изменение удельного сопротивления глинистых пород от температуры.

Выше уже упоминалось, что (III.35) для оценки АВПоД идентично уравнению, выведенному В. М. Добрыниным и Ю. А. Лимбергером (1971 г.) иным путем. В этом уравнении, в отличие от уравнения, описанного К. Хоттманом и Р. Джонсоном (1966 г.) коэффициент $\alpha(\rho_n) / 2, 3$ учитывает изменение удельного сопротивления глин от температуры в конкретной геофизической обстановке, а также свойства конкретных разновидностей глин. Данное обстоятельство позволяет применять уравнение (III.35) в различных нефтегазоносных районах.

Значение температурного коэффициента

$$\alpha(\rho_n) = -\Delta \rho_n / \rho_n \Delta t$$

было определено по данным экспериментальных исследований удельного сопротивления глин различного минерального состава в зависимости от температуры. Глины были насыщены 4,5 н

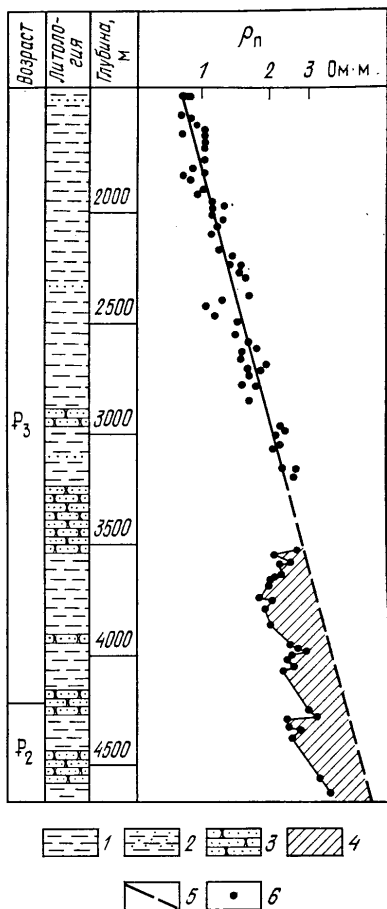


Рис. 61. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электротометрии в скв. 3 Горностаевой площади (Крымская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — измеренное значение удельного сопротивления

¹ Знак «+» ставится при изучении АВПД, знак «-» при оценке АНПД.

раствором NaCl и подвергнуты всестороннему сжатию 20 МПа при давлении насыщающего электролита 15 МПа. Это позволило выполнить исследования сопротивлений в интервале температур от 25 до 170 °С.

Результаты экспериментальных определений температурного коэффициента $\alpha(\rho_n)$ (рис. 62) показывают, что он зависит от температуры и минерального состава глин. Причем для глин любого минерального состава $\alpha(\rho_n)$ отличается от температурного коэффициента, учитывающего только изменения удельного сопротивления насыщающего глины электролита. Наибольшие значения температурного коэффициента соответствуют монтмориллониту. Другими словами, удельное сопротивление у монтмориллонита изменяется от температуры значительно больше, чем у других глин. Усредненной кривой, построенной без учета монтмориллонита, содержание которого на больших глубинах среди нормально уплотненных глин обычно невелико (рис. 62, а), рекомендуется пользоваться в тех случаях, когда нет сведений о минеральном составе изучаемых глинистых толщ. Температурный коэффициент $\alpha(\rho_n)$ можно также определить по эмпирическому выражению $\alpha(\rho_n) = (2,642 - 1,62 \cdot 10^{-2}t) \cdot 10^{-2}$.

Кривые на рис. 66, б могут быть полезны при наличии более детальных сведений о минеральном составе глин.

Определение АВПоД по данным электротметрии скважин с помощью методик кривых нормально уплотненных глин рассмотрим на примере изучения геофизических материалов скв. 1 Куколовской площади (рис. 63). В этой скважине аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности 2,2 встречено в нижнемеловых отложениях валанжина на глубине около 3000 м. Выше коллектора с АВПД залегает мощная толща глинистых пород-покрышек готеривского возраста. Изучение изменения удельного электрического 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 (III.35). Вычисленное наибольшее значение аномального порового давления на глубине 2840 м было приведено к глубине 2977 м. Это давление хорошо согласуется с данными замера глубинными манометрами на этой же глубине. Среднее относительное расхождение результатов составило 0,3 %.

Поскольку в расчетное уравнение (III.35) входят отношения изучаемых петрофизических параметров (удельное сопротивление глин), для количественной оценки аномального порового давления возможно использовать кажущееся удельное сопротивление глинистых пород (при условии незначительного изменения диаметра скважины).

В рассматриваемой скв. 1 Куколовской площади, для определения аномального давления было опробовано использование значений ρ_k , полученных с помощью диаграммных кривых градиент-

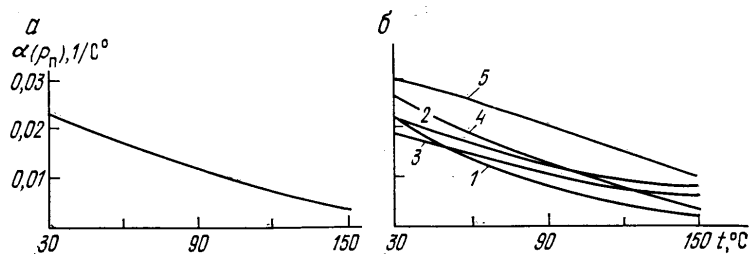


Рис. 62. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(\rho_n)$ от температуры t .

a — сводная кривая (без монтмориллонита); b — кривые для различных глинистых минералов: 1 — бентонит, 2 — каолин, 3 — каолин и гидрослюда (джанкойская), 4 — каолин и гидрослюда (бакинская), 5 — монтмориллонит

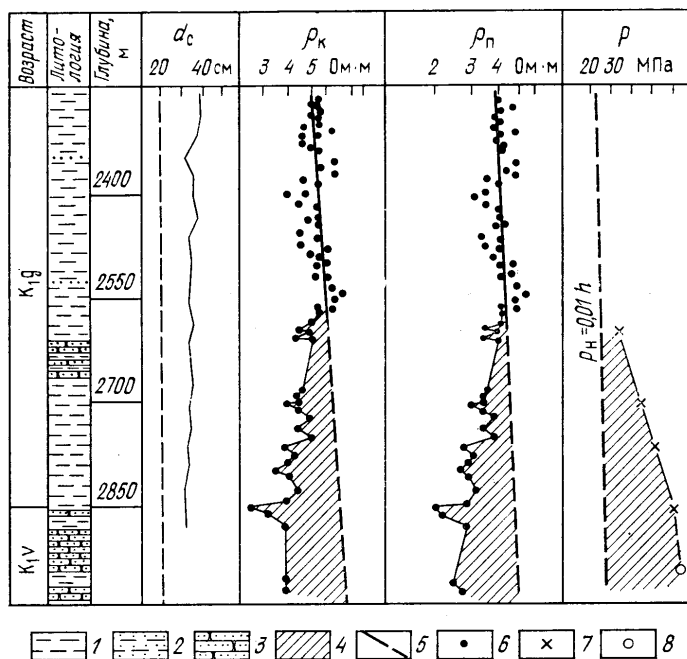


Рис. 63. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 1 Куколовской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчанистая; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — измеренное удельное сопротивление глины; 7 — вычисленное аномальное поровое давление; 8 — аномально высокое пластовое давление, измеренное глубинным манометром

зонда ($AO = 1,3$ м). Результаты определения порового давления с помощью ρ_n и ρ_k хорошо совпадают.

Этот, а также другие примеры, полученные на площадях Азово-Кубанской нефтегазоносной области, свидетельствуют о возможности применения кажущегося сопротивления глинистых пород, полученного с зондами $AO = 1,3 \div 2,5$ м, для количественной оценки

поровых давлений. Расхождение при определении порового давления по ρ_n и ρ_k не превышает 1—2 %.

Оценка АНПоД по методике кривых нормально уплотненных глин с помощью данных электрометрии проводилось в скважинах Азово-Кубанской нефтегазоносной области и Куринского нефтегазоносного бассейна. На рис. 91 зона АНПоД достаточно четко начинает выделяться с глубины 2200 м. Вычисленное давление на глубине 2800 м составило 22,74 МПа.

Для оценки аномального порового давления с помощью индукционного метода уравнения (III. 22) и (III. 23) имеют вид:

$$p_a = p_n \pm \frac{g(\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg(\sigma_n^{h_1}/\sigma_n^{h_2}) + [\alpha(\sigma_n)/2, 3] \Gamma \Delta h} \lg \frac{\sigma_{n.a}}{\sigma_{n.n}}, \quad (III.36)$$

где $\sigma_n^{h_1}$ и $\sigma_n^{h_2}$ — электропроводность глин на глубине соответственно h_1 и h_2 при условии нормального порового давления; $\sigma_{n.n}$ и $\sigma_{n.a}$ — электропроводность глин на глубине определения соответственно при нормальном и аномальном давлении поровой жидкости.

Определения АВПоД с помощью индукционного метода проводились в скважинах площадей нефтегазоносной области Прикаспийской впадины и Терско-Сунженской нефтегазоносной области. Пример выделения зоны аномального порового давления с помощью индукционного метода рассмотрен на рис. 64. Относитель-

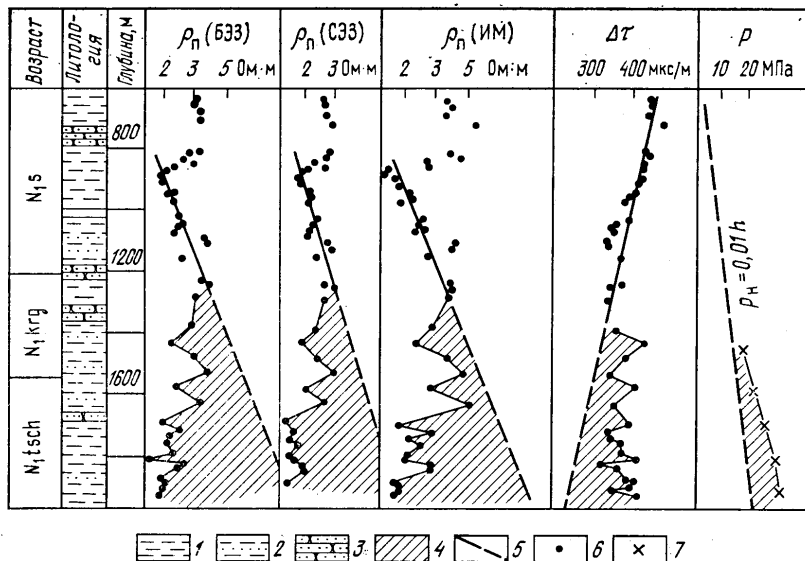


Рис. 64. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 39 Карджин-Змейской площади (Терско-Сунженский нефтегазоносный район).

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; 7 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии

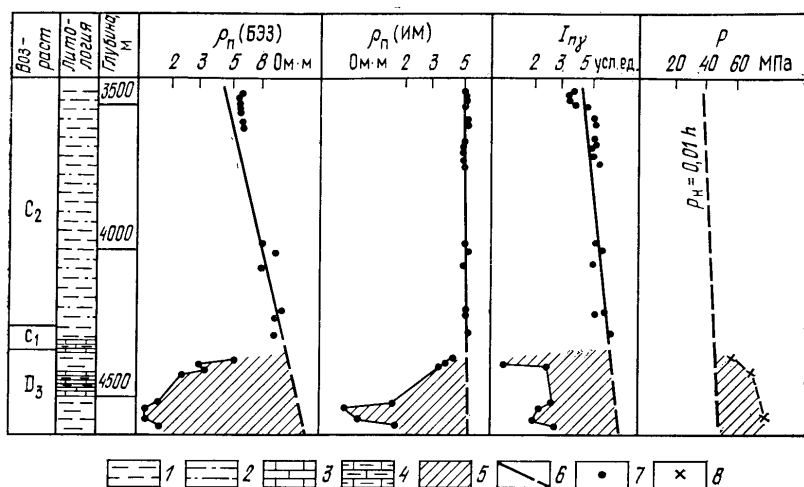


Рис. 65. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 11 площади Карпенка (Прикаспийская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — алевролит; 3 — известняк; 4 — известняк глинистый; 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 электрометрии

ная ошибка определения пластового давления в скв. 39 составила —6,8 %, по двум скважинам площади Карпенка средняя ошибка оказалась 8,3 % (рис. 65).

Для рассмотренных примеров можно применить методику компрессионной кривой. Для этого к имеющимся исходным данным необходимо определить значения средних нормальных напряжений на изучаемых глубинах. Затем рассчитать параметры компрессионной кривой с помощью (III.26) и (III.27), приобретающих в данном случае вид

$$b_X = \frac{\lg \rho_{п1} (\sigma_2 - p_2)}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)} - \frac{[\lg \rho_{п2} + \alpha (\rho_n) \Gamma (h_2 - h_1)/2,3] (\sigma_1 - p_1)}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)}; \quad (\text{III.37})$$

$$K_X = \frac{\lg (\rho_{п2}/\rho_{п1}) \pm \alpha (\rho_n) \Gamma (h_2 - h_1)/2,3}{(\sigma_2 - p_2) - (\sigma_1 - p_1)}, \quad (\text{III.38})$$

где $\rho_{п1}$ и $\rho_{п2}$ — удельные сопротивления глинистых пород на глубине соответственно h_1 и h_2 при условии нормального порового давления.

Используя полученные данные, а также определив значение удельного сопротивления глин в зоне аномальных давлений ρ_n , можем оценить аномальное значение давления

$$p_a = \sigma - [\lg \rho_n \pm \alpha (\rho_n) \Gamma (h - h_1)/2,3 - b_X]/K_X, \quad (\text{III.39})$$

где σ — среднее нормальное напряжение пород на глубине расчета давления h .

В районах с относительно простым геологическим строением, где имеются мощные пачки нормально уплотненных чистых глинистых пород, коэффициенты b_x и K_x могут быть определены по (III. 37) и (III. 38) с использованием геофизических диаграмм и кривой изменения средневзвешенной плотности пород с глубиной. В районах с более сложным строением, включающим подсолевые отложения, коэффициенты b_x и K_x и их изменения определяются путем использования геофизических материалов и прямых измерений пластовых давлений (нормальных гидростатических или аномальных) в коллекторах, вмещаемых глинистыми породами. Этот второй прием основывается на подтвержденном положении о том, что пластовое давление в коллекторах равно поровому давлению во вмещающих эти коллекторы глинистых породах. В работе [10] это положение было подтверждено результатами исследования АВПД в скважинах девяти нефтегазосносных районов Советского Союза. Исключение в данных исследованиях составила нефтегазосносная область Азербайджана, где на ряде нефтяных месторождений пластовые давления в коллекторах оказались существенно ниже, чем поровые во вмещающих глинах.

В табл. 8 приведены результаты контрольных определений поровых давлений по предлагаемой методике в 17 скважинах месторождений различных нефтегазосносных областей, в которых ранее была успешно применена известная методика кривых нормально уплотненных глин. Другими словами, для определения параметров b_x и K_x , необходимых для оценки АВПОД по методу компрессионной кривой, использовались ранее полученные зависимости измеренных геофизических параметров от глубины залегания пластов. Как и ожидалось, по обоим методикам в одних и тех же изучаемых интервалах получены практически одинаковые результаты. Среднее отклонение значений аномальных поровых давлений от данных прямых замеров составило $\pm 5,58\%$ (см. табл. 8).

Таким образом, использование методики компрессионной кривой дает надежные результаты, которые хорошо согласуются с данными других методик и определениями АВПД по данным прямых измерений давлений в коллекторах глубинными манометрами.

Методику компрессионной кривой целесообразно использовать в тех районах, где трудно установить положение кривой нормально уплотненных глин. Однако при этом следует учитывать, что при нахождении параметров b_x и K_x в одиночных скважинах по ограниченному числу известных значений σ и p точность определения поровых давлений в связи со случайными погрешностями может существенно снизиться. Поэтому рекомендуется применять статистический подход к определению параметров компрессионной кривой по изучаемым или даже по соседним скважинам, находящимся в сходных геологических условиях. Например, коэф-

Результаты контрольных определений поровых давлений

Площадь	Номер скважины	h , м	$p_{a. \text{пор}}$, МПа	K_X	b_X	$p_{a. \text{пл}}$, МПа	Δ , %
Кенкияк	Г-86	4091	67,4	0,0032	-0,26	75,2	-10,4
		3908	69,0	0,0035	-0,36	61,9	11,5
	Г-90	4069	77,8	0,0035	-0,33	74,0	5,1
		3900	59,8	0,0035	-0,38	63,0	-4,9
	Г-91	4130	76,4	0,0034	-0,38	73,2	4,5
		4258	73,3	0,0034	-0,40	75,6	-3,1
		4337	66,8	0,0036	-0,49	67,3	-0,9
		Г-92	4550	71,9	0,0036	-0,53	78,5
Г-25		4424	80,6	0,0032	-0,40	82,6	-2,4
Каратюбе	Г-33	4402	78,0	0,0037	-0,68	80,5	-3,2
		Г-34	4359	77,1	0,0038	-0,69	79,5
	Г-35	4551	80,7	0,0037	-0,68	81,1	-0,5
		4557	77,4	0,0037	-0,68	81,1	-4,6
Фонтановская	Ф-5	3230	45,3	0,0031	-0,62	52,9	-14,5
	Ф-7	3320	43,9	0,0031	-0,71	47,0	-6,7
	Ф-8	3150	45,0	0,0036	-0,50	51,3	-12,3
Новодмитриевская	59	2600	41,9	0,0028	-0,73	41,7	1,5
	275	2500	32,2	0,0027	-0,72	34,0	-5,4
	505	2410	39,3	0,0027	-0,71	38,5	2,2
	510	2700	40,1	0,0028	-0,67	42,5	-5,6
Горомай	20	2350	31,6	0,0028	-0,25	33,3	-5,1
		2660	37,7	0,0026	-0,54	36,8	2,4
Паромай	202	850	13,4	0,0027	-0,41	14,5	-7,8

Примечание. h — глубина залегания кровли коллектора; $p_{a. \text{пор}}$ — поровое давление, определенное по методике компрессионной кривой и приведенное к глубине коллектора; $p_{a. \text{пл}}$ — пластовое давление, измеренное в коллекторе; Δ — относительное расхождение $p_{a. \text{пор}}$ и $p_{a. \text{пл}}$.

коэффициенты b_X и K_X , определенные в четырех скважинах месторождения Кенкияк, изменяются: b_X от -0,26 до -0,53, K_X от 0,0032 до 0,0036. Средние арифметические значения этих параметров: $K_X = 0,0034$, $b_X = -0,38$.

Значения АВПоД, рассчитанные по средним значениям параметров b_X и K_X , в данном конкретном случае отличаются от поровых давлений, определенных по параметрам каждой конкретной скважины не более чем на 7%. Таким образом, можно говорить о использовании средних значений параметров b_X и K_X для прогнозирования АВПоД на конкретной площади или на территории со сходным геологическим строением.

Рассмотрим более сложный случай, когда физические свойства глинистых пород X в разрезе какого-либо месторождения или целого нефтегазового района не могут быть оценены в условиях нормального уплотнения (например, в результате влияния искажающих факторов). В этом случае общепринятые методики не могут быть использованы для прогнозирования АВПоД. В то же время предлагаемый метод компрессионной кривой может найти

применение и в данном случае, если имеются результаты двух замеров пластового давления в одной или нескольких скважинах. Эти замеры давлений совместно с данными о физических свойствах глин в близлежащих интервалах позволяют с помощью уравнений (III.26) и (III.27) оценить необходимые параметры b_x и K_x и с их помощью провести расчет АВПоД по данным ГИС в любой соседней скважине этого региона.

Подобный пример рассмотрен нами также на месторождении Кенкияк, где в качестве исходных материалов были приняты два замера пластового давления в скв. Г-91 на глубине 4230 м ($p_a = 75,6$ МПа, $\rho_{п. гл} = 3,5$ Ом·м) и на глубине 4330 м ($p_a = 67,3$ МПа, $\rho_{п. гл} = 5,5$ Ом·м). По этим данным рассчитаны коэффициенты $K_x = 0,00183$ и $b_x = 0,0374$, которые в дальнейшем использовались для оценки АВПоД (43 определения) в других восьми скважинах этого месторождения. Сравнение полученных значений давлений с результатами пяти манометрических замеров в этих скважинах показало хорошую сходимость результатов, расхождение $\pm 8\%$.

Таким образом, исследования, выполненные по опробованию предлагаемой методики компрессионной кривой по данным электрометрии, свидетельствуют о возможности ее применения для прогнозирования АВПД в различных геологических условиях, в том числе в районах со сложным геологическим разрезом, где из-за отсутствия достаточно мощной толщи глин в верхних интервалах разреза, наличия мощной толщи соли или значительного влияния других искажающих факторов трудно установить закономерность изменения физических свойств глинистых пород, залегающих в условиях нормальных давлений.

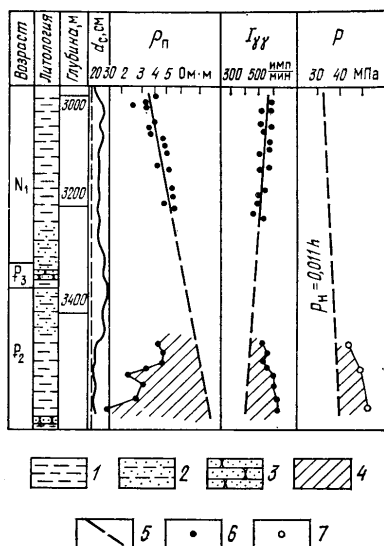
Использование методов электрометрии для определения anomalно высокого порового давления независимо от применяемых методик ограничивается рядом факторов, искажающих результаты исследований. Они связаны с изменением минерализации поровых вод, с трещиноватостью и нефтегазонасыщенностью глинистых пород, изменением минерального состава глин (влияние песчаных, карбонатных, гидрохимических примесей и т. д.). Из-за этих факторов возможны ошибки в истолковании результатов электрометрии при прогнозировании АВПД и АНПД. Чтобы избежать подобных ошибок, в каждом конкретном случае необходимо выявлять и по возможности исключать искажающее влияние этих факторов. Если это затруднено, для прогнозирования следует применять другие геофизические методы, на результаты которых отмеченные искажающие факторы оказывают меньшее влияние.

Определение anomalных давлений по данным радиометрии скважин

При оценке АВПоД и АНПоД с помощью радиометрии наиболее применение имеют метод рассеянного гамма-излучения (ГГМ), нейтронный гамма- (НГМ) и нейтрон-нейтронный-метод

Рис. 66. 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



(ННМ). По результатам исследования этими методами также строятся графики зависимостей значений интенсивности рассеянного гамма-излучения, интенсивности излучения радиационного захвата или плотности нейтронов в глинистых породах от глубины залегания или эффективного напряжения и проводятся кривые нормально уплотненных глин или рассчитываются параметры компрессионных кривых. По отклонению точек от кривых нормально уплотненных глин отмечаются зоны АВПД (рис. 66, интервал 3460—3560 м; рис. 67, интервал 1660—2250 м) и АНПД (см. рис. 88, интервал 2000—2500 м).

Определение значений аномального порового давления с использованием методики компрессионной кривой по данным различных методов радиометрии проводится аналогично тому, как это сделано в рассмотренном примере применения данных электрометрии с введением соответствующих значений геофизических параметров.

Метод рассеянного гамма-излучения. Количественная оценка величины аномального порового давления по данным ГГМ осуществляется с помощью уравнений (III. 22) и (III. 23), которые в данном случае имеют вид

$$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg (I_{\gamma\gamma}^{h_1} / I_{\gamma\gamma}^{h_2})} \lg \frac{I_{\gamma\gamma a}}{I_{\gamma\gamma n}}, \quad (III. 40)$$

где $I_{\gamma\gamma}^{h_1}$; $I_{\gamma\gamma}^{h_2}$ — значения интенсивности рассеянного гамма-излучения в глинах на глубине h_1 и h_2 при нормальном давлении поровой жидкости; $I_{\gamma\gamma n}$; $I_{\gamma\gamma a}$ — значения интенсивности рассеянного гамма-излучения в глинах соответственно при нормальном и аномальном давлении поровой жидкости.

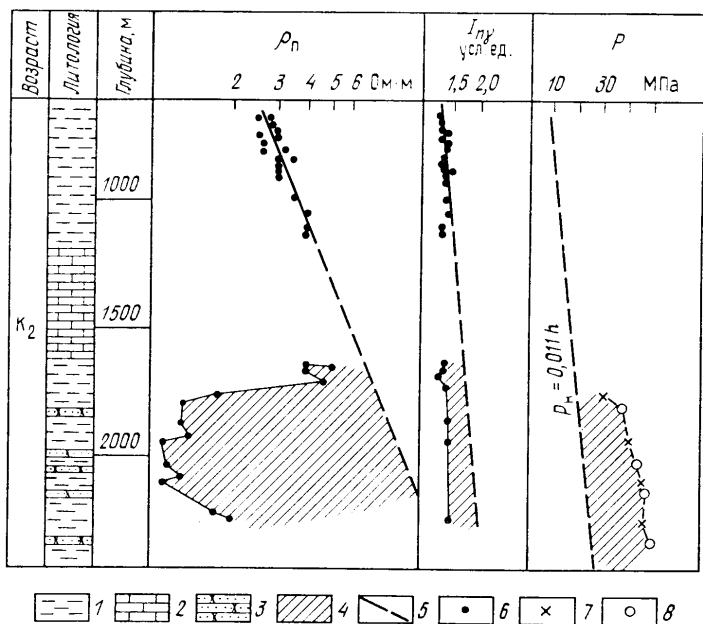


Рис. 67. Выделение глинистых покрывек с аномально высоким поровым давлением по данным НГМ и электротметрии в скв. 41 (46) площади Кичик-Бель (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область).

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 электротметрии; 8 — значение аномально высокого пластового давления, измеренного глубинным манометром

Как видно из (III.40) при определении АВПоД и АНПоД с помощью гамма-гамма-метода не требуется введения специальных поправок за влияние температуры. Однако метод рассеянного гамма-излучения обладает малой глубиной, поэтому неровности поверхности скважины и большие каверны могут оказывать искажающее влияние. В результате этого перспективы применения метода для прогноза АВПД связаны с использованием более совершенных геофизических приборов (с двумя приемниками γ -излучения) и с отработкой 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 в этой скважине в отложениях эоцена на глубине 3570 м. Коэффициент аномальности равен 1,55. Выше коллектора залегает терригенная толща эоцен-миоценового возраста.

На рис. 66 показаны изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения и удельного электрического сопротивления гли-

нистых пород с глубиной. Зона аномально высокого порового давления выделяется в интервале 3460—3560 м. Поскольку прибор, применяемый при ГГМ, прижимной, изменение диаметра скважины не оказало большого влияния на показания метода.

Величина аномально высокого порового давления, полученная с помощью (III.40) и по методике компрессионной кривой, хорошо согласуется с данными о величине пластового давления, определенного по плотности промывочной жидкости в переливающей скважине. Относительное расхождение результатов составило —7%. Аномальное поровое давление, вычисленное по данным электрометрии, практически не расходится с пластовым давлением, вычисленным по плотности промывочной жидкости (0,7%).

Нейтронный гамма-метод. Количественная оценка порового давления по материалам НГМ производится с помощью уравнений (III.22) и (III.23), которые в данном случае имеют вид

$$p_a = p_n \pm \frac{g(\delta_n - \delta_a)_{cp} \Delta h}{\lg(I_{n\gamma}^{h_2}/I_{n\gamma}^{h_1}) - \alpha(I_{n\gamma}) \Gamma \Delta h/2,3} \lg \frac{I_{n\gamma n}}{I_{n\gamma a}}, \quad (\text{III.41})$$

где $I_{n\gamma}^{h_1}$ и $I_{n\gamma}^{h_2}$ — значения интенсивности нейтронного гамма-метода в глинистых породах на глубине соответственно h_1 и h_2 по линии нормального уплотнения глин; $I_{n\gamma n}$ и $I_{n\gamma a}$ — значения интенсивности нейтронного гамма-метода в глинистых породах соответственно при нормальном и аномальном давлении поровой жидкости; $\alpha(I_{n\gamma})$ — коэффициент, характеризующий изменение интенсивности нейтронного гамма-излучения от температуры.

Уравнение (III.41) предусматривает введение температурной поправки при определении аномальных поровых давлений по данным НГМ. Влияние температуры на показания нейтронных методов вытекает из анализа процессов взаимодействия нейтронного излучения с горной породой. При этом в первую очередь температура оказывает влияние на скорость тепловых нейтронов, меняя тем самым коэффициент диффузии и длины миграции нейтронов и гамма-квантов. Кроме того, температура изменяет плотность среды в результате ее теплового объемного расширения. При увеличении температуры интенсивность нейтронного гамма-излучения возрастает.

А. В. Булатов и Р. А. Резванов (1976 г.) оценили влияние температуры на результаты определения пористости пород по нейтронному методу, используя для этого принцип L -эквивалентности. В расчетах учитывалось только тепловое расширение насыщающей поры породы воды. Тепловое расширение минерального скелета не учитывалось.

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

$$\alpha(I_{n\gamma}) = \Delta I_{n\gamma} / I_{n\gamma} \Delta t, \quad (\text{III.42})$$

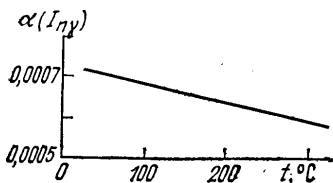


Рис. 68. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(I_{n\gamma})$ от температуры t

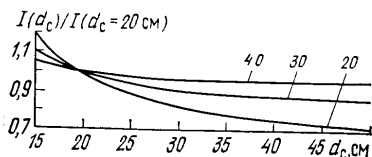


Рис. 69. Влияние диаметра скважины d_c на изменения интенсивности нейтронного гамма-излучения $I(d_c)/I(d_c=20 \text{ см})$.

Параметр кривых — средняя величина влажности ω пород в %

где $\Delta I_{n\gamma}$ — изменение интенсивности нейтронного гамма-излучения пород за счет изменения температуры Δt .

Для определения $\alpha(I_{n\gamma})$ использованы кривые

$$I_{n\gamma}(t)/I_{n\gamma}(20^\circ\text{C}) = f(t),$$

рассчитанные А. В. Булатовым и Р. А. Резвановым для условий, когда диаметр скважины изменяется от 15 до 30 см, а влажность пород — от 10 до 40 %.

Результаты вычислений показали, что основное влияние на $\alpha(I_{n\gamma})$ оказывает температура. Изменение диаметра скважины и влажность пород влияют существенно меньше. Учитывая данное 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 усредненной кривой (рис. 68). Эту же кривую можно использовать при определении АВПоД по нейтрон-нейтронному методу. Недоучет влияния температуры в уравнении (III. 41) ведет к весьма небольшому, но систематическому занижению порового давления (на 0,5—4 % в зависимости от температуры пласта).

Использование нейтронного гамма-метода для прогноза АВПД рассмотрим на примере материалов скв. 46(41) площади Кичик-Бель (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область). Залежи с АВПД (коэффициент аномальности до 2) в разрезе этой скважины приурочены к отложениям верхнего мела и залегают на глубинах от 1776 до 2335 м. Выше располагается толща глинистых пород с пропластками известняков.

По результатам изучения разреза данной скважины с помощью методов НГМ и электротметрии (см. рис. 67) видно, что оба метода позволяют выделять зону с аномальным давлением поровой жидкости в интервале глубин от 1660 до 2250 м.

Влияние изменения диаметра скважины на интенсивность нейтронного гамма-излучения может быть учтено с помощью палетки Я. Н. Басина и др. (1968 г.), представленной на рис. 69. Из рисунка следует, что, например, при средней влажности изучаемых глинистых пород 30—40 % поправочный коэффициент за измене-

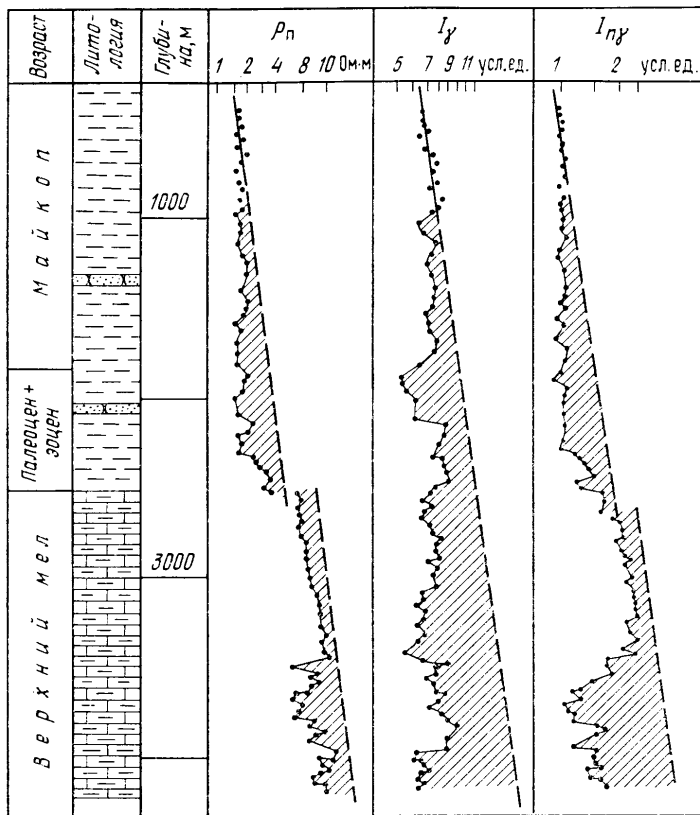


Рис. 70. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и радиометрии (ГМ, НГМ) в скв. 3 Западно-Фонтановской площади (Крымская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина известковистая; 3 — песчаник; 4 — значение геофизического параметра; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — зона АВПоД

ние диаметра скважины близок к 1 (0,9—1). Поэтому в первом приближении поправкой за изменение диаметра скважины при определении аномальных давлений можно пренебречь.

Сравнение вычисленных (приведенных к глубинам манометрических замеров) значений аномального порового давления с данными манометрических замеров дает положительные результаты. Относительное расхождение результатов определения давления по данным НГМ в скв. 46 (41) площади Кичик-Бель с данными манометрических замеров составило от —6,4 до 15 %. Относительное же расхождение результатов определения давления в этой скважине по данным электрометрии получилось от —6,3 до 2,7 %.

На рис. 88 приведен пример выделения зоны АНПоД с помощью нейтронного гамма-метода в скв. 3 Южно-Ленинодарской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область). Количественная оценка выполнена по методике кривых нормально уплотненных глин. Расчетные значения практически совпали с замером пластового давления глубинным манометром (относительное расхождение до 2 %).

Аналогично нейтронному гамма-методу, для прогнозирования аномальных давлений (АВПД и АНПД) в терригенных разрезах осадочных пород можно применять нейтрон-нейтронные методы. Нейтронные методы можно использовать для оценки поровых давлений в обсаженных скважинах.

Метод естественной радиоактивности горных пород. Теоретические основы выделения зон АВПД по данным ГМ рассмотрены подробно в подразд. II. 3.4.

Этот метод служит, в основном, для качественного выделения аномальной зоны. В то же время при необходимости данные гамма-метода можно применить для установления эмпирических зависимостей значений АВПД от относительных величин естественной радиоактивности глинистых пород. Для этого необходимо иметь несколько прямых замеров пластового давления во вмещаемых глинами коллекторах.

На рис. 70 изменение литологии глинистых пород (значительное увеличение карбонатности) в отложениях верхнего мела не позволяет однозначно выделить зону аномально высоких поровых давлений по данным электрометрии и НГМ (ниже 2500 м). В то же время на результаты изучения ГМ в этом же интервале изменение литологии существенного влияния не оказывает и зона АВПД выделяется достаточно четко во всем интервале от отложений майкопа до осадков верхнего мела. Зоны АНПоД по данным ГМ не выделяются.

Определение аномальных давлений по данным ультразвукового метода

По результатам интерпретации данных ультразвукового метода строятся зависимости интервального времени пробега продольных волн от глубины залегания изучаемых глинистых пластов и проводится линия нормально уплотненных глин. На построенном графике отклонением от кривой нормально уплотненных глин отмечается зона АВПД (см. рис. 64, интервал 1400—1900 м) или АНПоД (см. рис. 88 интервал 2000—2500 м).

Для количественной оценки аномального порового давления используются также уравнения (III. 22) и (III. 23), принимающие в данном случае вид

$$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg (\Delta \tau_1 / \Delta \tau_2) + \alpha (\Delta \tau) \Gamma \Delta h / 2,3} \lg \frac{\Delta \tau_a}{\Delta \tau_n}, \quad (\text{III. 43})$$

где $\Delta\tau_1$ и $\Delta\tau_2$ — значения интервального времени пробега упругих волн в глинистых породах на глубине h_1 и h_2 в условиях нормального порового давления; $\Delta\tau_n$ и $\Delta\tau_a$ — значения интервального времени пробега упругих волн в глинистых породах на глубине определения соответственно при нормальном и аномальном давлении поровой жидкости; $\alpha(\Delta\tau)$ — температурный коэффициент, учитывающий влияние температуры на интервальное время или скорость продольных волн в глинистых породах.

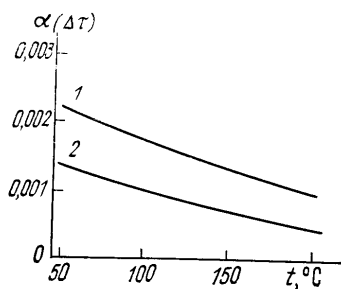


Рис. 71. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(\Delta\tau)$ от температуры t

В большинстве осадочных пород скорость продольных волн уменьшается с увеличением температуры. Наиболее значительное (до 20 %) уменьшение скорости Г. М. Авчян наблюдал (1972 г.) при изучении глинистых пород и известняков. Интервальное время — величина, обратная интервальной скорости, с увеличением температуры возрастает.

Значение температурного коэффициента, учитывающего влияние температуры на интервальное время или скорость продольных волн, вычислялось с использованием исходных данных Г. М. Авчяна:

$$\alpha(\Delta\tau) = \Delta(\Delta\tau)/\Delta\tau\Delta t = \Delta v_{пл}/v_{пл}\Delta t, \quad (III.44)$$

где $\Delta(\Delta\tau)$ — изменение интервального времени при изменении температуры на Δt ; $\Delta v_{пл}$ — то же для интервальной скорости продольных волн.

Зависимость температурного коэффициента $\alpha(\Delta\tau)$ для глинистых пород 1 (рис. 71) получена при эффективном напряжении, равном 5—10 МПа, а 2 — при эффективном напряжении 40—50 МПа. 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 Новодмитриевской площади Азово-Кубанской нефтегазоносной области. 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.

На рис. 64 приведены результаты определения интервального времени пробега упругих волн в глинистых породах. Зона аномально высоких поровых давлений отмечается отклонением (увеличением) интервального времени на глубинах 1400—1900 м. Наибольшее аномальное поровое давление, полученное с помощью уравнения (III. 43) и приведенное к кровле кумского горизонта, хорошо согласуется с пластовым давлением, вычисленным по плотности промывочной жидкости в переливающей скважине.

Относительное расхождение результатов по скв. 525 Новодмитриевской площади составило 7 %.

На рис. 88 приведен пример выделения глинистых покровшек с аномально низким поровым давлением по данным ультразвукового метода и электрометрии в скв. 3 Южно-Ленинодарской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область). Относительное расхождение результатов расчетов значений АНПоД по данным УМ с помощью методик кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой с данными прямых замеров не превышает 5 %.

Определение аномально высоких давлений по методике эквивалентных глубин

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

Результаты изучения разреза скв. 145 Анастасиевско-Троицкого месторождения по методу электрометрии изображены на рис. 72. По изменению удельного электрического сопротивления глин отмечается зона аномально высоких давлений в интервале 1880—2025 м. Выше глубины 1500 м удельное сопротивление глин повышено за счет уменьшения минерализации поровой воды.

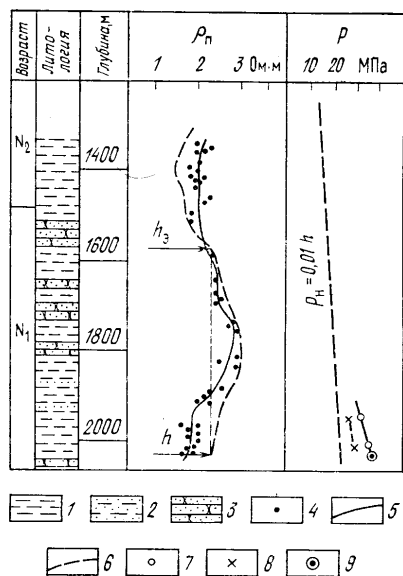


Рис. 72. Определение аномально высокого порового давления с помощью методики эквивалентных глубин в скв. 145 Анастасиевско-Троицкого месторождения (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчаная; 3 — песчаник; 4 — измеренное значение удельного сопротивления глин; 5 — усредненная кривая изменения удельного сопротивления глин; 6 — кривая изменения удельного сопротивления глин, приведенная к температуре 60 °С (глубина 1550 м); 7 — вычисленное по уравнению (11.35); 8 — вычисленное по методике эквивалентных глубин; 9 — измеренное глубинным манометром

Для количественной оценки аномального порового давления по методике эквивалентных глубин значения удельного сопротивления глинистых пород были приведены к единой средней температуре изучаемого разреза 60 °С. По полученному графику для интересующей глубины h в зоне аномального порового давления была найдена эквивалентная глубина $h_{\text{экв}}$, на которой глинистые породы в условиях нормального порового давления имеют величину геофизического параметра такую же, как и на глубине h . Поровое давление рассчитывали по формуле, рекомендованной Б. Л. Александровым, которая математически эквивалентна формуле (III.16):

$$p_a = 0,01 \delta_n^h - (0,01 \delta_n^{h_3} - \text{grad } p) h_3, \quad (\text{III.45})$$

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

Средневзвешенные плотности пород до глубин h и h_3 определяли с учетом закономерностей изменения их плотности по разрезу каждой конкретной скважины, т. е. с учетом зоны аномально высоких давлений. Расчетная величина, приведенная к глубине 2056 м, сопоставлена со значением, полученным на этой глубине манометром. Расхождение результатов составило —18 %. Причем, если руководствоваться рекомендациями Б. Л. Александрова (1973 г.) и удельное сопротивление глин каждого интервала приводить к температуре 20 °С, расхождение полученной по этому графику расчетной величины порового давления с данными манометрического замера будет больше (—24 %).

III.2.4. Геолого-технические данные бурения

Накопленный в настоящее время опыт бурения глубоких скважин позволяет использовать некоторые закономерности в изменении параметров режима бурения, а также свойств промывочной жидкости и шлама для прогнозирования аномально высоких давлений поровых флюидов в глинистых породах.

В. Борел и Р. Льюис (1969 г.) выделяют 14 различных способов (признаков) определения аномального давления в процессе бурения по изменениям следующих показаний: 1) механической скорости проходки; 2) d -экспоненты; 3) крутящего момента бурильного инструмента; 4) повышения нагрузки на крюке против расчетной; 5) давления на выкиде бурового насоса; 6) уровня глинистого раствора в отстойных резервуарах; 7) объемной скорости циркулирующего глинистого раствора; 8) количества шлама на вибросепараторе; 9) газонасыщенности глинистого раствора; 10) плотности глинистого шлама на поверхности; 11) сужения ствола скважины; 12) содержания хлоридов или других ионов в фильтрате глинистого раствора; 13) содержания монтморилло-

нита в шламе; 14) удельного электрического сопротивления глинистого шлама.

К указанным показателям, можно было бы добавить, по крайней мере, два, имеющих не менее важное значение: изменения температуры ПЖ, выходящей из скважины, и изменения коэффициента пористости шлама глинистых пород.

Однако необходимо отметить, что большинство показателей можно эффективно использовать для прогнозирования зон АВПоД лишь при соблюдении особого режима бурения. В частности, большое значение для достижения поставленной цели имеют условия бурения при сохранении равновесия между давлением столба промывочной жидкости 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 режима бурения в отношении прогнозирования зон АВПоД. Часто даже небольшие изменения режима бурения могут затруднить использование того или иного показателя или сделать истолкование результатов неоднозначным. В этом случае существенное значение имеет комплексное изучение различных показателей режима бурения, которое дает возможность исключить неоднозначность истолкования результатов.

Успешное использование всех полученных данных по заранее составленной программе позволит не только предотвратить возможные неприятности при вскрытии пластов с аномально высоким давлением, но и ускорить бурение скважин, получить ценную информацию для определения глубины спуска промежуточных колонн и т. д.

Прогнозирование зон АВПД по параметрам режима бурения

Зависимость механической скорости бурения от ряда характеристик режима бурения и буримости породы сложная. Для заданного типа долота механическая скорость бурения в общем виде

$$v_{\text{мех}} = n f_1(W/d_d) f_2(v_d) f_3(T_3) f_4(\Delta p), \quad (\text{III.46})$$

где n — постоянная величина, зависящая от буримости пород (нормализованная скорость бурения); $f_1(W/d_d)$ — функция, характеризующая влияние осевой нагрузки W и диаметра долота d_d ; $f_2(v_d)$ — функция, характеризующая влияние частоты вращения долота; $f_3(T_3)$ — функция, характеризующая влияние затупления вооружения долота; $f_4(\Delta p)$ — функция, характеризующая влияние разности давлений столба ПЖ и пластовой (поровой) жидкости.

Из анализа (III.46) следует, что при разбуривании литологически однородных пород механическая скорость бурения зависит от состояния поверхности вооружения долота и разности давлений между столбом ПЖ и пластовой (поровой) жидкости. При-

чем известно, что при увеличении давления столба промывочной жидкости скорость бурения снижается.

При бурении глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровой жидкости, при постоянных осевой нагрузке и частоте вращения долота механическая скорость бурения во время долбления снижается. Это снижение происходит в результате срабатывания долота, а также за счет увеличения разности давления между более тяжелым глинистым раствором и поровой жидкостью. Например, при бурении скважины на глинистом растворе с плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$ и при гидростатическом градиенте $0,11 \cdot 10^3 \text{ Па/м}$ разность давлений между столбом глинистого раствора и давлением поровой жидкости на глубине 1500 м составляет $1,5 \text{ МПа}$, а на глубине 3000 м — 3 МПа .

При вскрытии отложений с аномально высоким давлением поровой жидкости давление столба ПЖ становится меньше порового давления. В этих условиях процесс откалывания кусков глины от поверхности пласта прогрессирует и скорость бурения возрастает. Причина увеличения скорости бурения в данном случае — аномальное давление поровой жидкости. Эту причину очень важно не спутать с изменением литологии разбуриваемой породы, например, при постепенном увеличении песчаности глинистой породы.

И. Форготсон (1969 г.) показал, что увеличение скорости бурения на 200% и более — надежный признак наличия породы с аномально высоким поровым давлением. Однако на практике такое простое правило не всегда применимо. Как уже говорилось, на скорость бурения оказывают влияние другие характеристики режима бурения. Поэтому для получения сопоставимых данных необходимо так вести бурение, чтобы важнейшие его характеристики, например нагрузка на долото и частота его вращения, оставались неизменными. Это, безусловно, сковывает действия бурильщика и является недостатком метода.

Понятие d -экспоненты введено И. Иорданом и О. Ширли для уменьшения влияния возможного изменения параметров режима бурения на скорость $v_{\text{мех}}$. В современных условиях достижение оптимальной скорости бурения (в зависимости от ряда условий) требует изменения в процессе бурения таких параметров, как нагрузка на долото W , размер долота, частота его вращения v_d . Для учета изменения скорости бурения при изменении перечисленных параметров предложено выражение

$$d = \frac{\lg [v_{\text{мех}}/v_1]}{\lg [W/d_c]}, \quad (\text{III.47})$$

где d_c — диаметр скважины.

Для упрощения вычисления d -экспоненты И. Иордан и О. Ширли предложили номограмму (рис. 73).

Скорость бурения, частота вращения долота и нагрузка на него определяются регулярно, например через каждые 3 м проходки. По этим данным с помощью номограммы (см. рис. 73)

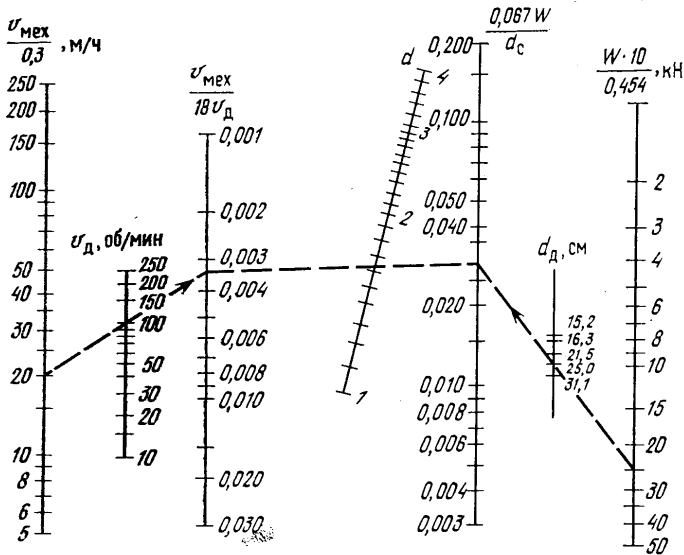


Рис. 73. Номограмма для вычисления d -экспоненты (И. Иордан, О. Ширли, 1966 г.).

В приведенном примере $v_{\text{мех}} = 6$ м/ч; $v_d = 100$ об/мин; $W = 113,5$ кН; диаметр долота $d_d = 25$ см; $d = 1,64$

строится кривая d -экспоненты (рис. 74). Из рис. 74 видно, что породы, содержащие аномально высокое давление поровой жидкости, характеризуются резким уменьшением d -экспоненты. Ее величина изменится также при смене долота. Интенсивность изменения d -экспоненты с глубиной зависит от срабатывания долота и буримости горных пород.

Данные о механической скорости бурения и d -экспоненты использовались для определения аномально высоких поровых давлений на месторождениях Африки, Юго-Восточной Азии и в Северном море (Д. Болт, 1969 г.). На рис. 75 изображен пример определения зон АВПД в одной из скважин в Африке. На графике механической скорости бурения (рис. 75, а) кривая А построена по результатам отдельных долблений. Разрывы между кривыми свидетельствуют о смене долот. Для нивелирования влияния разницы между механической скоростью бурения долота с затупленным вооружением и бурения с новым долотом построена искусственная кривая В. Значения скорости бурения на кривой В не соответствуют действительным. Эта сплошная кривая характеризует лишь общую тенденцию уменьшения скорости бурения с глубиной скважины при последовательных долблениях. На ней виден участок отклонения (возрастания) скорости бурения от общей тенденции. Это интервалы глубин 1344—1521 и 1646—2027 м, которым должны соответствовать аномально высокие поровые давления.

На рис. 75, б показаны результаты определения d -экспоненты в этой же скважине. Сплошная кривая B , построенная так же, как и сплошная кривая механической скорости бурения, отклоняется (значения уменьшаются) 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. Это объясняется учетом изменения осевой нагрузки и частоты вращения долота в верхнем интервале.

На кривой изменения температуры глинистого раствора на выкидной линии (рис. 75, в) в рассматриваемой скважине зона АВПД не находит отражения.

К. Баркер (1972 г.) приводит значения аномально высокого давления, найденные по кривой d -экспоненты по методике эквивалентной глубины для скважин, пробуренных в Северном море [см. подразд. III.21, уравнение (III.16)]. Эти значения, а также давления, определенные по результатам геофизических исследований скважин, были пересчитаны на плотность ПЖ. Как видно из табл. 9, полученные результаты хорошо согласуются между собой.

Нельзя не сказать, что использование кривой d -экспоненты для прогнозирования АВПД в процессе бурения скважины имеет свои отрицательные моменты. Так, например, построение кривой трудоемко, требует непрерывного определения ряда параметров режима бурения. Кроме того, определение d -экспоненты недостаточно совершенно. Ее величина зависит не только от давления поровой жидкости и ПЖ, но и от ряда параметров режима бурения, буримости породы, степени износа долота и т. д. Это накладывает дополнительные условия на процесс бурения и может

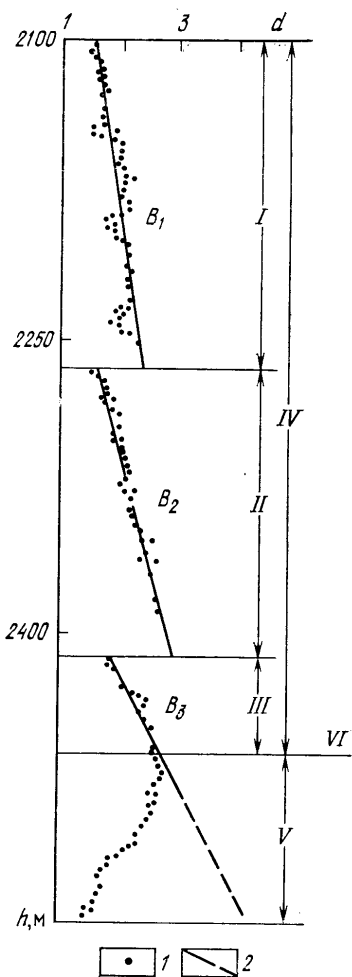
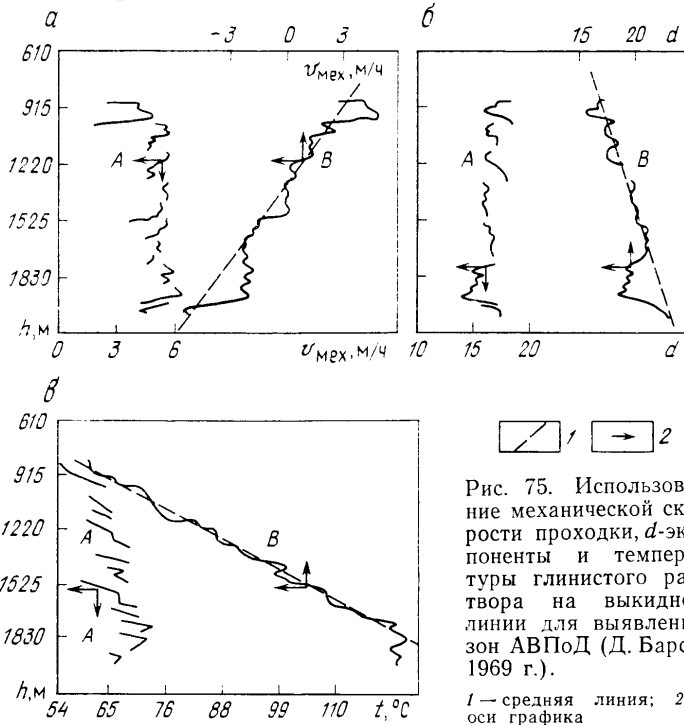


Рис. 74. Пример изменения d -экспоненты с глубиной для различных долот (И. Йордан, О. Ширли, 1966 г.).

Интервал бурения долотом: I — B_1 , II — B_2 , III — 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



приводить к неоднозначности в истолковании результатов.

В последние годы ряд исследователей предложили усовершенствовать методику использования d -экспоненты, вводя в нее новые параметры и поправки. Так, Б. Рем и Р. Мак-Клендон [37] использовали модифицированную d -экспоненту

$$d_m = d (\delta_n / \delta_\phi), \quad (III.48)$$

Таблица 9

Результаты определения АВПОД по d -экспоненте и данным ГИС (в пересчете на плотность ПЖ, по данным К. Баркера)

Глубина, м	Плотность ПЖ, г/см ³	
	По данным ГИС	По d -экспоненте
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

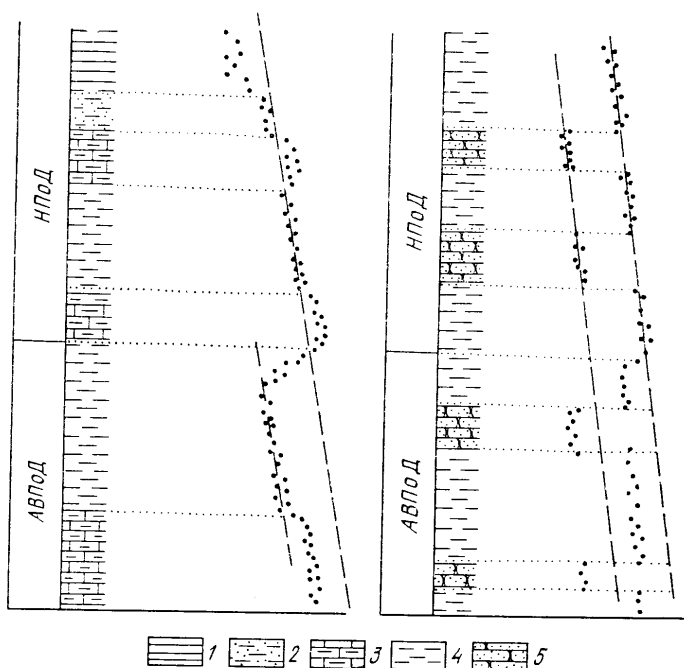


Рис. 76. Схематическая интерпретация значений d_M -экспоненты.

Глина: 1 — пластичная, 2 — алевролитистая, 3 — известковистая, 4 — чистая; 5 — песчаник

где δ_n — нормальная плотность промывочной жидкости; δ_f — фактическая плотность промывочной жидкости.

Скорректированная за влияние фактически изменяющейся плотности промывочной жидкости d_M -экспонента, по мнению авторов, лучше отражает изменение пластового давления. На рис. 76 изображены схематические результаты интерпретации данных d_M -экспоненты. Видно, что на d_M -экспоненту значительно влияет изменение литологии разреза, а также степень износа долота. При достоверном объяснении отклонений, связанных с изменением литологии и возраста пород, АВПД может быть найдено как

$$p_a = p_n d_{M, n} / d_{M, a}, \quad (\text{III.49})$$

где p_a — аномальное давление на исследуемой глубине p_n — нормальное гидростатическое давление на той же глубине; $d_{M, a}$ — наблюдаемое значение d_M -экспоненты на глубине исследования; $d_{M, n}$ — значение d_M -экспоненты по линии нормальной тенденции ее изменения для конкретной породы на той же глубине.

Еще одна модификация d -экспоненты предложена в [35] — так называемая a -экспонента:

$$a = \frac{\lg(v_M/60v_L)}{\lg W/g^0 d_L}. \quad (\text{III.50})$$

Предлагается учесть влияние гидравлических сопротивлений промывочной жидкости в кольцевом пространстве путем введения в формулу вместо плотности промывочной жидкости эквивалентной плотности

$$\rho_э = \rho + \Delta p_{кп}/h,$$

где $\Delta p_{кп}$ — гидравлические потери на трение в кольцевом пространстве; h — глубина бурения.

На необходимость корректировки d -экспоненты указывают Е. Т. Струговец и Т. Н. Нестерова [29]. Они предлагают учесть влияние плотности промывочной жидкости выражением

$$d_m = d (\delta_n / \delta_p)^c, \quad (\text{III.51})$$

где c — показатель степени, характеризующий влияние дифференциального давления на скорость бурения.

По фактическим данным для карбонатно-соленосного разреза месторождения Тенгиз показатель $c = 0,83$.

Несмотря на всевозможные модификации d -экспоненты, избавиться полностью от негативного влияния побочных факторов, связанных с процессом бурения, пока не удалось. 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 АВПоД, имеет перспективу применения не только в терригенном, но и в карбонатном разрезе. Побочный результат применения этого метода — возможность более правильного суждения о степени отработки буровых долот.

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

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

Превышения нагрузки на крюке по сравнению с весом инструмента связаны с затруднениями при подъеме, возникающими в зоне АВПоД в результате заполнения ствола скважины недоуплотненной глиной или при образовании сальников на колонне. Это превышение нагрузки можно наблюдать в случае, когда при остановленном буровом насосе инструмент пытаются протолкнуть через часть ствола с уменьшенным диаметром скважины. В. Борел и Р. Льюис отмечают, что увеличение нагрузки

на 150 кН указывает на необходимость усиления контроля за давлением в стволе и принятия соответствующих мер. Следует также учитывать, что увеличение нагрузки на крюке не всегда однозначно указывает на наличие АВПОД в разрезе скважины. Оно может наблюдаться при образовании сальника на долоте, заклинивании бурильного инструмента в желобе, большом угле искривления ствола скважины, различных прихватах. Поэтому увеличение нагрузки на крюке не является самостоятельным признаком наличия АВПОД в разрезе.

Закрытие ствола скважины может вызвать не только увеличение нагрузки на крюке при подъеме инструмента, но и снижение ее при спуске инструмента вследствие возникающих препятствий. Если закрытия ствола скважины и образования сальников не происходит, вес бурильного инструмента при подъеме и спуске должен быть приблизительно одинаков при одинаковом числе бурильных труб. В этом случае необходимо предусмотреть возможное влияние искривления скважины и наличие желобов.

Прогнозирование АВПОД по наблюдениям за глинистым раствором

Давление на выкиде бурового насоса несколько снижается при бурении пород-покрышек, содержащих аномально высокое давление поровой жидкости. Объясняется данное явление тем, что при нарушении равновесия давлений в стволе скважины начинается поступление пластовой воды в раствор, находящийся в затрубном пространстве, в результате чего плотность раствора в затрубном пространстве понижается. Одновременно с этим внутрь бурильных труб поступает неразбавленный, а следовательно, более плотный глинистый раствор, что создает перепад давления по принципу *и*-образной трубки.

Если проницаемость вскрываемого бурением пласта и давление пластовой жидкости в нем достаточно велики, в затрубном пространстве может наблюдаться не снижение, а увеличение давления за счет поступления большого количества жидкости. Однако как снижение, так и увеличение давления на выкиде бурового насоса указывают на появление условий неуравновешенности давлений, на поступление жидкости. Это признаки появления аномально высоких пластовых давлений, требующие незамедлительных 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 вхождения в зону АВПОД.

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 вибросите 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 к стволу скважины, от стенки будут откалываться кусочки глины. Этот процесс дополнительного разрушения глинистой породы будет усиливаться, если в поровой воде, находящейся под повышенным давлением, содержится растворенный газ. Отвалившиеся от стенки скважины кусочки глинистых пород имеют характерную удлиненную форму и обычно больший размер, чем частицы шлама, полученные при бурении с превышением давления глинистого раствора над пластовым давлением.

Увеличение газонасыщенности глинистого раствора может быть одним из признаков наличия коллекторов с аномально высокими пластовыми давлениями. Если в пластовой воде глинистых пород-покрышек содержится растворенный газ, при вскрытии этих пород в условиях неуравновешенности порового давления газ начинает усиленно поступать в раствор. Это дополнительное количество газа может быть установлено в 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 каждого наращивания инструмента за счет снижения суммарного давления столба раствора. Это снижение давления происходит в результате снятия динамического напора, создаваемого насосом для преодоления гидравлического сопротивления в циркуляционной системе.

Необходимо также отметить, что повышенное газосодержание в глинистом растворе при остановке буровых насосов может возникнуть за счет газоотдачи вскрытых скважиной продуктивных пластов. Поэтому повышенное газосодержание в глинистом растворе не может служить однозначным критерием наличия зоны аномально высоких поровых давлений в разрезе скважины.

Температура глинистого раствора на выкидной линии может нести информацию о наличии АВПД в разрезе (Г. Вильсон, Р. Буш, 1973 г.).

Данный 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 обычно наблюдается увеличение геотермического градиента. Это 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 более низкую теплопроводность.

Увеличение геотермического градиента в разбуриваемом разрезе сопровождается более интенсивным, чем обычно, повышением температуры глинистого раствора на выкидной линии. Затем при вскрытии песчаного пласта, содержащего жидкость при аномально высоком пластовом давлении, происходит некоторое снижение интенсивности роста температуры раствора за счет лучшей теплопроводности песчаников, имеющих обычно меньшую пористость.

Г. Вильсон (1973 г.) для регистрации температуры применил самописец с двумя термометрами-датчиками. Один термометр устанавливался у вибросита, другой — в приемном чане. По мере углубления скважины периодически регистрировались: температура, расход глинистого раствора и механическая скорость бурения. При этом по возможности поддерживался постоянным расход раствора. Отмечается, что при форсированном режиме бурения расход глинистого раствора и скорость бурения максимальны и не могут существенно варьировать. Следовательно применение форсированного режима благоприятно сказывается на качестве температурной кривой.

При смене долота глинистый раствор не прокачивается и во внешних коммуникациях циркуляционной системы остывает. Это снижает среднюю температуру раствора в самом начале, при возобновлении бурения. Поэтому первые замеры температуры после каждого спуско-подъема будут занижены. Наоборот, усиленная циркуляция раствора в положении приподнятого долота без бурения способствует повышению температуры раствора на выкидной линии. Поэтому точки, показывающие зависимость температуры раствора от глубины, объединяются в группы по интервалу каждого долбления. Верхние точки в каждом интервале долбления, соответствующие неустановившемуся тепловому режиму, не учитываются. Не учитываются также измерения температуры, выполненные при прокачке раствора без бурения. Наибольший интерес представляют нижние точки в каждом интервале долбления, так как они более полно характеризуют изменение температуры с глубиной в горных породах.

Кроме того, следует обратить внимание на возможность изменения температуры глинистого раствора при изменении номинального диаметра скважины. В узком затрубном пространстве скорость раствора высокая, и он не успевает воспринять температуру окружающих пород, в широком (в каверне) — наоборот, скорость потока раствора меньше, его время контакта с более нагретой породой выше. Это обстоятельство будет подчеркивать контрастность между температурными градиентами в глинистых породах, песчаниках или известняках.

Однако при изучении температуры глинистого раствора с целью выделения зон АВПоД важно не абсолютное значение температуры, а характер ее изменения с глубиной. Поэтому после анализа хода температурной кривой в каждом интервале давления можно построить окончательный график изменения температуры глинистого раствора на выкидной линии с глубиной путем

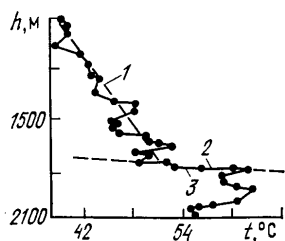


Рис. 77. Зависимость температуры промывочной жидкости на выкидной линии от глубины (по Г. Вильсону, Р. Бушу, 1973 г.).

Участок, где геотермический градиент Γ (в $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$) равен: 1—1,26, 2—18; 3—верхняя граница зоны аномально высокого давления

совмещения кривых для каждого долбления. На рис. 77 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 считают, что значение геотермического градиента в глинистых породах, находящихся в зоне АВПоД, может более чем в 2 раза превышать таковое в нормально уплотненных глинистых породах. Г. Вильсон и Р. Буш (1973 г.) приводят случаи, когда это различие достигает 6—7 раз. Эти цифры представляются нам завышенными.

Уже отмечалось, что различие геотермических градиентов в глинистых породах, имеющих нормальное гидростатическое и аномальное давления поровой жидкости, возникает в результате различной теплопроводности этих пород, по-разному уплотненных.

Для того чтобы получилась указанная выше разница в значениях геотермических градиентов, порода согласно (II. 30) должна изменить свою теплопроводность также в 6—7 раз. Так как теплопроводность воды приблизительно в 3 раза меньше средней теплопроводности породообразующих минералов, изменение теплопроводности осадочных пород в 6—7 раз физически вряд ли возможно.

Используя эмпирическую зависимость между теплопроводностью глинистых пород и их плотностью, в подразд. II.3.6 мы оценили возможное изменение геотермического градиента в зоне АВПД. Если коэффициент пористости глинистых пород в зоне АВПД в 2 раза выше коэффициента пористости нормально уплотненных пород, геотермический градиент возрастает всего на 20 % (см. табл. 3). При этом плотность глинистых пород уменьшается всего на 6 %.

Прямые измерения теплопроводности влажных глубоководных морских глин показали приблизительно то же: при уменьшении плотности глин на 12 % теплопроводность глин уменьшается на 20 %. Очевидно, что очень большие изменения температуры, обнаруженные в зоне АВПД Г. Вильсоном и Р. Бушем, связаны не с недоуплотненностью глинистых пород. Вполне возможно, что это результат накопления ошибок построения непрерывного графика изменения температуры глинистого раствора с глубиной.

Прогнозирование АВПД по результатам исследования шлама

Прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений может быть выполнено в процессе бурения по результатам наблюдения за плотностью, пористостью, удельным сопротивлением и другими характеристиками шлама.

Для этой цели могут использоваться различные отечественные приборы и методики, например, для изучения плотности пород — прибор «Микросол», для измерения удельного электрического сопротивления — установка ПР-1, для оценки механических свойств (показателей пластичности, гидратации, сплошности) — малогабаритный универсальный прибор ПШ-2. Возможно исследование акустических свойств шлама в лабораторных условиях на установке ультразвукового лазерного сканирования (УЛС). Существует ряд способов оценки пористости. Наиболее перспективны из них — метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Для экспрессной оценки литологии пород по шламу успешно может быть использован метод инфракрасной спектрометрии в малогабаритном исполнении, разработанный в МИНГ им. И. М. Губкина.

Методика приготовления образцов шлама для исследований заключается прежде всего в выборке наиболее представительных частиц из пробы шлама, отмывке от остатков ПЖ, насыщении пластовой водой, если это необходимо. Для исследования методом ультразвукового лазерного сканирования образцы шлифуются до толщины 2—3 мм, для снятия инфракрасных спектров предварительно просушенные пробы растираются, смешиваются с эталоном и наносятся на специальную подложку. Кроме того, очень важно осуществить привязку по глубине отобранных представительных образцов, характеризующих разбурываемую литологическую разность пород. Для достоверности результатов необходимы массовые замеры на образцах с одной и той же глубины.

Неоднородность шлама объясняется неравномерным подъемом частиц с забоя, отставанием более крупных частиц, попаданием в шлам частичек породы из вышележащих пластов глин. Для уменьшения влияния неоднородности шлама Б. Л. Александров (1973 г.) рекомендует производить предварительное разделение шлама на фракции. Для условий Предкавказья наиболее представительными для глинистых пород он считает частицы диаметром 1,6—3,5 мм. Эти частицы отстают в восходящем потоке глинистого раствора от других частиц. Перед исследованием образца шлама из него стараются отобрать все частицы, которые по внешнему виду не соответствуют разбурываемой разности пород. Затем методом высушивания определяют пористость образца шлама, а пикнометрическим методом — его плотность. Полученные результаты привязывают по глубине с учетом механической скорости бурения и изображают в виде графиков.

На рис. 78 результаты исследования шлама в скв. 61 Хаян-корт сопоставлены с кривой кажущегося сопротивления глин по

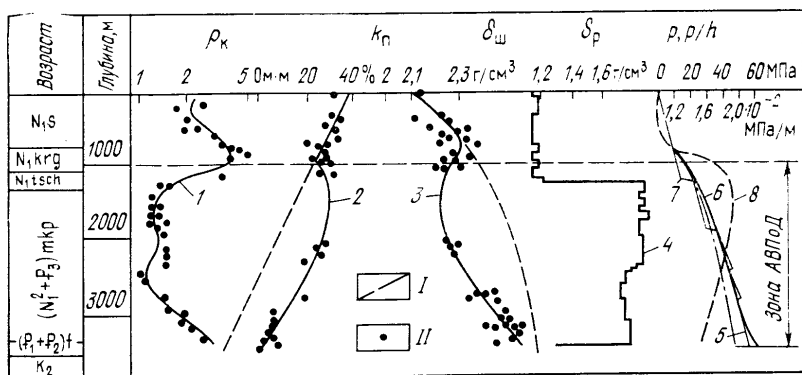


Рис. 78. Выделение зоны anomalно высокого порового давления по шламу в скв. 61 месторождения Хаян-Корт, Терско-Сунженский нефтегазоносный район (по Б. Л. Александрову, 1973 г.).

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 и 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

стандартному зонду. Из рисунка видно, что интервал нормального уплотнения отмечается до глубины 900 м. Ниже пористость глинистого шлама повышается, а плотность падает. Зона АВПоД охватывает нижнечокракские и майкопские отложения. Эти изменения пористости и плотности шлама согласуются с изменением значений сопротивлений глин по геофизическим данным. По этим кривым Б. Л. Александровым были вычислены значения поровых давлений по методике эквивалентных глубин с использованием уравнения (III.16). Аналогичные результаты получены при обработке этих данных по методике, основанной на интерпретации кривых нормально уплотненных глин, и методике компрессионной кривой. Обобщенное уравнение (III.22) по методике кривых нормально уплотненных глин в этих конкретных случаях принимает вид:

а) при интерпретации кривой пористости шлама k_p

$$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg (k_p^{h_1} / k_p^{h_2})} \lg \frac{k_{p, a}}{k_{p, n}} ; \quad (III.52)$$

б) при интерпретации кривой плотности шлама $\delta_{ш}$

$$p_a = p_n \pm \frac{g (\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h}{\lg (\delta_{ш}^{h_2} / \delta_{ш}^{h_1})} \lg \frac{\delta_{ш, n}}{\delta_{ш, a}} . \quad (III.53)$$

При обработке результатов исследования шлама по методике компрессионной кривой применяются те же уравнения (III.25) — (III.27), использующие различные параметры исследуемых частиц шлама (k_p , $\delta_{ш}$, ρ_p и др.).

Акустические свойства на образцах малого размера пока возможно изучать лишь на лазерных установках, работающих в режиме гигантских импульсов. Образцы шлифуются плоскопараллельно, крепятся на пьезокерамическом приемнике, лазерным импульсом возбуждаются упругие колебания. Спектр частот очень широкий, выбирается в зависимости от типа неоднородности. На установке изучаются продольные колебания. Применение интерферометра дает возможность изучать сдвиговые волны.

В. Борел и Р. Льюис (1961 г.) предложили методику определения удельного электрического сопротивления частичек шлама в поверхностных условиях. Для этой цели они использовали уравновешенный мост переменного тока (1000 Гц) с прямым отсчетом на магазине сопротивлений. Для установления условий равновесия использовался электронный осциллограф. Теория, устройство и работа с мостом этого типа применительно к измерению удельного сопротивления горных пород подробно описаны Я. Р. Морозовичем (1965 г.).

В двухэлектродной схеме В. Борела и Р. Льюиса электроды диаметром 1,5 мм монтировались в зажимах микрометра. Глинистая частичка зажималась между пластинами электродов. Предварительно шлам отмывался от глинистого раствора пресной водой. На рис. 79 изображены результаты исследования удельного электрического сопротивления частиц шлама в одной из скважин. Как видно из рисунка, результаты изучения удельного сопротивления шлама хорошо согласуются с результатами определения удельного сопротивления глинистых пород в условиях их естественного залегания.

Удельное электрическое сопротивление шлама можно измерять на специальной четырехэлектродной установке с помощью резистивметра ПР-1. Образцы последовательно помещают в кювету с различными заранее известными по сопротивлению жидкостями. При попадании в кювету нескольких однородных частиц шлама происходит изменение электрического сопротивления в системе жидкость — шлам. По серии из двух—трех измерений сопротивления этой системы при различных сопротивлениях

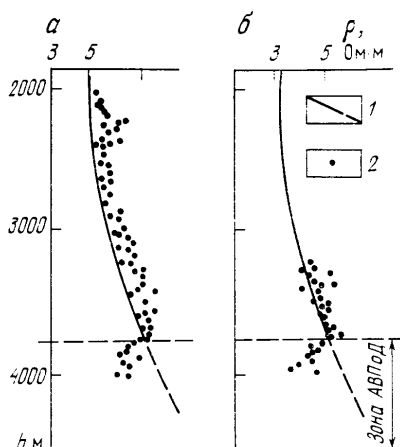


Рис. 79. Выделение зоны anomalно высокого порового давления по удельному электрическому сопротивлению глинистых пород:

а — с помощью электротриин 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 удельное сопротивление

используемой жидкости получают линейные уравнения, которые решают аналитически или графически.

Для оценки величины порового давления по удельному сопротивлению шлама в поверхностных условиях также можно использовать одну из наиболее известных методик: эквивалентных глубин, кривых нормально уплотненных глин или компрессионной кривой. В двух последних случаях при использовании уравнений (III.16), (III.22), (III.25) температурную поправку не следует учитывать.

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 покрывка пониженной проницаемости. Наиболее низкая проницаемость характерна для хорошо отсортированных, тонкодисперсных глубоководных глинистых отложений. Отложения монтмориллонита также обычно связывают с осадкообразованием в районе глубокого моря. Кроме того, монтмориллонитовые глины, как было показано выше, при одинаковой степени уплотнения имеют наиболее низкую проницаемость по сравнению с другими глинами. Это позволило В. Борелу и Р. Льюису считать, что увеличение содержания монтмориллонита в разрезе — один из возможных признаков появления АВПоД. Среди других глинистых минералов монтмориллонит обладает наибольшей обменной адсорбционной емкостью. Следовательно, чем больше монтмориллонита, тем выше адсорбционная емкость глинистых пород. В. Хеберт и Ф. Янг (1972 г.) использовали обменную адсорбционную емкость в качестве одного из показателей АВПоД в разрезе.

Из приведенных данных следует, что использование шлама для прогнозирования аномально высоких давлений в процессе бурения имеет хорошую петрофизическую основу и перспективно. Этот метод не требует остановки процесса бурения. Главный его недостаток — большая трудоемкость. Поэтому перспектива использования шлама для прогнозирования АВПоД — в совершенствовании и автоматизации процесса исследования шлама.

Использование комплекса параметров для прогнозирования АВПД в процессе бурения скважин

Описанные способы прогнозирования АВПД основаны на установлении корреляции между одним из параметров бурения и проявлениями аномальных давлений. Эти способы очень просты, но в силу влияния многих побочных факторов результаты истолкования каждого параметра могут быть, как уже отмечалось неоднократно, неоднозначными. Для исключения этой неоднозначности необходимо анализировать обширный фактический материал, привлекая результаты изучения других параметров. Естественно, что

при таком анализе, казалось бы, весьма простых корреляций необходима высокая квалификация исполнителя во избежание ошибочных выводов.

Для решения указанной задачи может быть использован регрессионный анализ, с помощью которого можно формализовать определение порового давления в глинистых породах одновременно по нескольким параметрам режима бурения. В этом случае статистическая обработка исходных корреляций позволяет получить уравнение для оценки порового давления, содержащее несколько переменных параметров, оценить статистически вероятную точность определения искомой величины и использовать ЭВМ для ускорения всех расчетов.

Покажем этот путь решения на одном из примеров.

В общем виде уравнение регрессии

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i Z_i, \quad (\text{III.54})$$

где Y — прогнозируемое значение искомой переменной; b_0 и b_i — коэффициенты уравнения регрессии; Z_i — функции независимых переменных; i — индекс суммирования; n — число членов в сумме.

Значения коэффициентов b_0 и b_i находят путем анализа накопленного материала — сопоставления известного значения искомой переменной с соответствующими этой величине значениями независимых переменных, т. е. в тех скважинах, где известно пластовое и поровое давление флюидов. Подбор коэффициентов уравнения (III.54) производят таким образом, чтобы ошибки в определении искомой по уравнению регрессии переменной величины по сравнению с ее истинным значением были минимальны и подчинялись нормальному распределению.

В. Хеберт и Ф. Янг для получения уравнения регрессии при определении пластового (порового) давления использовали независимые переменные: глубину скважины, механическую скорость бурения, d -экспоненту, плотность глинистых пород, адсорбционную емкость глинистых пород, содержание газа в глинистом растворе. Эти параметры определялись через каждые 7,5 м проходки по результатам обработки буровой документации на шести скважинах глубиной до 4000—6000 м. Плотность глинистых пород, механическая скорость бурения и значения d -экспоненты первоначально определялись через каждые 1,5 м бурения, а затем усреднялись для интервала 7,5 м, газосодержание в глинистом растворе — по данным газометрии скважин. В качестве представительного значения газосодержания принималось максимальное его значение в изучаемом 7,5-метровом интервале глубин. Поровые давления в глинистых породах определялись через каждые 30 м по данным индукционного метода исследований скважин. В связи с этим при окончательной обработке данных значения независимых переменных еще раз усреднялись в интервале 30 м. Средние

Средние значения параметров бурового цикла, оценка порового давления и их вариации, определенные в шести скважинах (по данным В. Хеберта и Ф. Янга)

Переменная величина	Среднее значение	Пределы изменений
Глубина, м	3760	1525—5950
<i>d</i> -экспонента	1,68	1,0—2,49
Механическая скорость бурения, м/ч	13,40	0,7—99,0
Газонасыщенность глинистого раствора, %	1,04	0,1—25,0
Плотность глинистых пород, г/см ³	2,33	2,19—2,51
Адсорбционная емкость глинистых пород, мг·экви/100 г	14,40	3,5—32,7
Поровое давление, МПа	53,3	163—1080

значения каждого параметра и пределы вариаций приведены в табл. 10.

Вначале были проанализированы данные только по одной скважине для установления влияния каждого используемого параметра режима бурения, вида его корреляции Z_i на поровое давление. И уже первые результаты, полученные при статистической обработке, указали на необходимость разделения регрессионных уравнений для определения давления в зоне нормального гидростатического давления жидкости и в зоне аномально высокого давления.

При окончательном выводе уравнений использовалась методика последовательных приближений: изменяя значимость какого-либо параметра, добивались того, чтобы вероятность ошибки за счет неверного выбора функции каждого параметра в определении искомой величины порового давления не превышала 15 % и чтобы получаемые ошибки в определении давления были независимыми величинами — подчинялись нормальному распределению и варьировали в статистически установленных пределах.

Окончательное уравнение для определения нормальных поровых давлений (НПД)

$$\begin{aligned}
 p_{\text{НПД}} = & -7829 + 6073 \delta_{\text{п}} + 0,322v_{\text{мех}}^2 - 98,78G^2 - 2,33Q_{100}^2 + \\
 & + 353(dG) - 72,17(dQ_{100}) - 19,5(v_{\text{мех}}\delta_{\text{п}}) + 75,58(\delta_{\text{п}}Q_{100}) - \\
 & - 0,00076v_{\text{мех}}^3,
 \end{aligned} \quad (\text{III.55})$$

где $\delta_{\text{п}}$ — плотность глинистых пород; G — содержание газа в растворе; Q_{100} — адсорбционная емкость глинистых пород; d — значения d -экспоненты.

Систематическая абсолютная ошибка при определении нормального гидростатического давления по (III.55) составляет 2,4 МПа, причем уравнение описывает около 80 % вариаций исходных параметров. Это абсолютная ошибка составляет 6 % от

среднего пластового давления, что эквивалентно разности в плотности ПЖ $0,06 \text{ г/см}^3$ при высоте ее столба 4200 м.

Для зоны АВПоД окончательное уравнение имеет вид

$$p_{\text{АВПоД}} = 220806 + 0,823h - 133\,956 \delta_{\text{п}} - 0,000774 (hv_{\text{мех}}) + 7197 \delta_{\text{п}}^3 - 17,23 (\delta_{\text{п}} Q_{100}). \quad (\text{III.56})$$

Средняя абсолютная ошибка в определении порового давления по (III.56) равна 9,5 МПа, что составляет около 14 % от средней величины порового давления и эквивалентно ошибке в определении плотности промывочной жидкости $0,23 \text{ г/см}^3$ при высоте столба раствора 4140 м.

Использование уравнений (III.55) и (III.56) практически оправдано только в случаях, когда исходные независимые переменные варьируют в пределах, не превышающих указанных в табл. 11.

В. Хеберт и Ф. Янг предлагают определенный порядок использования уравнений (III.55) и (III.56) при бурении скважин. При бурении в зоне нормальных давлений рекомендуется: 1) рассчитать давление для каждого интервала по (III.55), подставив в него необходимые параметры, характерные для этого интервала; 2) вычислить условное гидростатическое давление на исследуемой глубине (0,1 МПа на 10 м глубины) и вычесть из него найденное по (III.55) давление; 3) разделить полученную разность на значение средней абсолютной погрешности —2,4 МПа; если результат не выходит за установленное предельное отклонение полученной разности от нуля, давление следует считать нормальным и продолжать бурение.

Предельное отклонение полученной разности от нуля устанавливается опытным путем в зависимости от допустимой степени риска, т. е. допустимого увеличения пластового давления, при котором в конкретных условиях еще можно предотвратить выброс.

В. Хеберт и Ф. Янг, например, принимали за аномально высокое поровое давление интервал, в котором разность между вычисленным по (III.55) и нормальным давлением более чем в 2,5 раза превышала среднюю абсолютную ошибку (2,4 МПа). Если разница давлений выходит за допустимые пределы, для расчетов давления начинают пользоваться уравнением регрессии (III.56): 1) по (III.56) рассчитывают значение порового давления; 2) это значение вычитают из давления, полученного в результате предыдущих расчетов или при исследовании верхнего интервала геофизическими методами; 3) разность давлений делят на среднюю абсолютную погрешность, которая может появиться при использовании (III.56) в исследуемом районе, например 9,5 МПа; если результат выходит за пределы установленных отношений, рекомендуется рассчитать новое значение давления, исходя из давления, полученного при операции 1; в противном случае нужно пользоваться прежним значением давления для изучения более глубоких интервалов разреза.

В. Хеберт и Ф. Янг рекомендуют уточнять уравнения (III.55) и (III.56) для каждого конкретного геологического района с целью уменьшения возможной ошибки определения порового давления. В приведенном примере возможная ошибка определения давления в зоне АВПоД все же очень велика, что указывает на необходимость дальнейшего совершенствования описанной методики. По-видимому, надо выбрать более информативные параметры режима бурения, по возможности повысить точность их определения и адаптировать полученные регрессионные уравнения к конкретным геологическим условиям.

III.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭВМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ

В настоящее время электронно-вычислительная техника находит успешное применение при обработке геолого-геофизической информации и способствует оперативному решению многих задач разведки и разработки месторождений нефти и газа. Одна из таких задач — прогнозирование аномальных давлений.

В более ранних работах нами были рассмотрены возможности определения АВПоД с помощью ЭВМ М-220 и «Наири» [10]. В настоящей работе предложена программа прогноза зон аномальных давлений, которая может быть применена в различных районах страны с использованием более современных машин типа ЕС и СМ. Однако следует учитывать, что для расчетов аномальных давлений и построения графиков их изменения с глубиной по этой программе требуется память в объеме 150 КБайт.

Программа АВПД для оценки аномально высоких поровых давлений с незначительными изменениями может быть применена для определения значений аномально низких давлений. Программа составлена на языке «Фортран» и предназначена для выделения зон аномальных поровых давлений по данным различных методов геофизических исследований скважин (электрометрии, радиометрии, ультразвукового метода), а также по данным исследования керна и шлама горных пород. Она позволяет выделить зону аномальных поровых давлений, вычислить значения этих давлений p_a и коэффициентов аномальности K_a , а также определить постоянные коэффициенты компрессионной кривой b_x и K_x .

Приблизительное время работы программы АВПД (с построением графика) на машине ЕС-1033 составляет 4—5 мин. В программу до ее использования должна быть введена информация о таких параметрах разреза в изучаемом районе, входящих в расчетное уравнение, как температурные поправки и значения изменения средневзвешенной по мощности плотности пород с глубиной. Значения геотермического градиента и средней плотности пластовых вод вводятся вместе с исходными данными.

Программа должна заново вводиться при изменении параметров разреза изучаемого района, а также при использовании каждого нового метода ГИС. При применении одного и того же метода

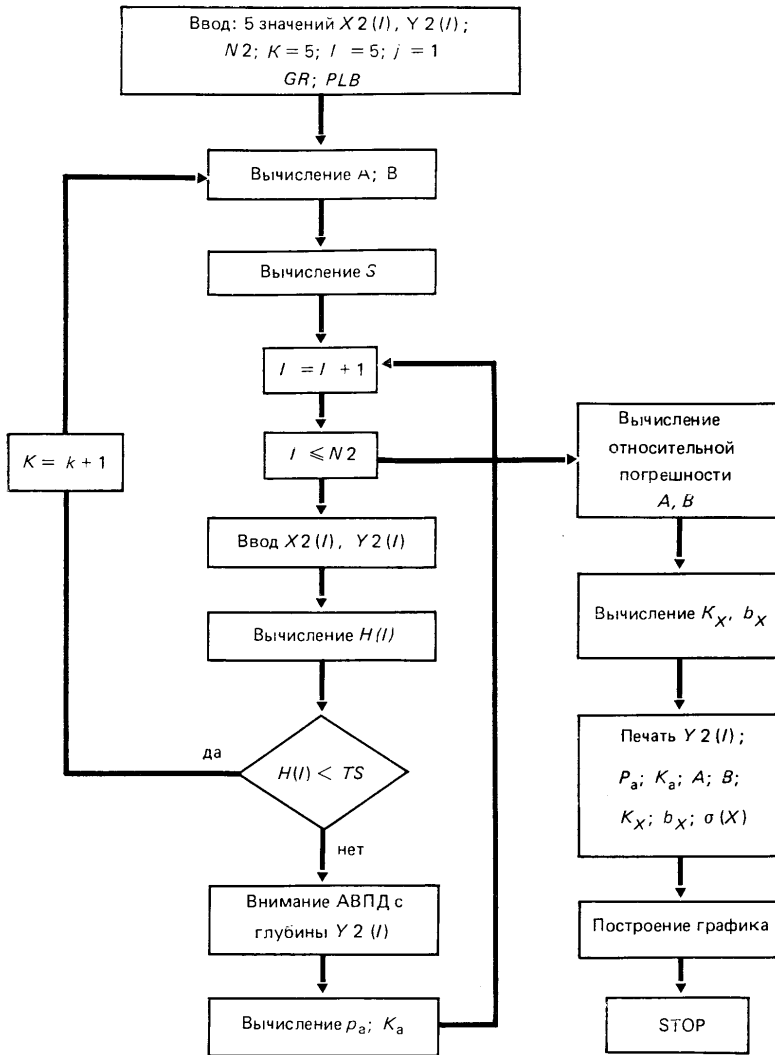


Рис. 80. Блок-схема программы АВПД

и сохранении зависимости средневзвешенной плотности породы от глубины программа работает как самовосстанавливающаяся и может не вводиться с каждым новым материалом.

Программа АВПД работает в автоматическом режиме и позволяет получать следующую информацию: 1) название нефтегазоносной провинции, изучаемой площади и номер скважины; 2) название геофизического метода, с помощью которого получены те или иные физические параметры глин; 3) глубина, с которой выделяется зона АВПД; 4) глубины и соответствующие

им расчетное давление p_a и коэффициент аномальности K_a ; 5) уравнение линии нормального уплотнения глин с коэффициентами линейной регрессии A и B ; 6) коэффициенты уравнения линейной регрессии (компрессионной кривой) K_x и b_x ; 7) дисперсия X и степень достоверности (высокая, средняя, низкая); 8) график значений физического параметра глин с линией нормального уплотнения; 9) условные обозначения, используемые при построении графика.

Алгоритм программы АВПД (рис. 80) следующий.

1. Осуществляется ввод исходных данных: значений того или иного геофизического параметра глин с соответствующей глубиной их залегания ($X2(I)$, $Y2(I)$); общего числа введенных значений — $N2$ [число точек с координатами $X2(I)$, $Y2(I)$]; значений геотермического градиента GR и средней плотности воды PLB .

2. Производится вычисление начального уравнения линейной регрессии (линии нормального уплотнения глин) по первым пяти точкам.

Для нахождения уравнения линейной регрессии вида $Y = A \lg X + B$, которым описывается зависимость изменения физического свойства глин (удельного сопротивления, проводимости и др.) от глубины их залегания, был использован метод наименьших квадратов с минимизацией критерия квадратичной невязки отклонений значений $Y2(I)$ от искомой прямой $Y = A \lg X + B$.

Расстояние H_i от точки с координатами $X2(I)$, $Y2(I)$ до прямой

$$H_i = [A \lg X2(I) + B - Y2(I)] / \sqrt{1 + A^2}.$$

Тогда критерий квадратичной невязки

$$F = \sum_{i=1}^n (H_i)^2 = \sum_{i=1}^n [(A \lg X2(I) + B - Y2(I))^2 / \sqrt{1 + A^2}]. \quad (\text{III.57})$$

Для того чтобы определить значения параметров линейной регрессии A и B , необходимо решить следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} \partial F / \partial A &= 0, \\ \partial F / \partial B &= 0. \end{aligned} \quad (\text{III.58})$$

Подставив (III.57) в (III.58), получим

$$\begin{aligned} \partial F / \partial A &= 2 \sum_{i=1}^n (A \lg X2(I) + B - Y2(I)) - \frac{2A}{1 + A^2} \sum_{i=1}^n (A \lg X2(I) + \\ &+ B + Y2(I))^2 = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial B} &= 2 \sum_{i=1}^n \frac{(A \lg X2(I) + B - Y2(I))}{1 + A^2} = 0. \end{aligned} \quad (\text{III.59})$$

Решив (III.59) и проведя соответствующие упрощения, получим выражения, позволяющие оценить значения параметров A и B :

$$A_1 = (S_5 - \sqrt{S_5^2 - 4S_4S_6}) / 2S_4;$$

$$A_2 = (S_5 + \sqrt{S_5^2 - 4S_4S_6}) / 2S_4;$$

$$B_1 = S_2 - A_1S_1; \quad B_2 = S_2 - A_2S_1,$$

где

$$S_1 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \lg X_2(I); \quad S_2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_2(I);$$

$$S_4 = \sum_{i=1}^n (Y_2(I) - S_2)(2S_1 - \lg X_2(I));$$

$$S_5 = \sum_{i=1}^n (\lg X_2(I) - S_1) \lg X_2(I) - (Y_2(I) - S_2)^2,$$

$$S_6 = \sum_{i=1}^n (Y_2(I) - S_2) \lg X_2(I).$$

3. Производится сравнение полученных значений коэффициентов A_1, B_1 и A_2, B_2 , так как необходимый физический смысл уравнения линии нормального уплотнения глин имеют при выполнении условий: $A=A_1$, если $A_1 \geq A_2$, тогда $B=B_1$; $A=A_2$, если $A_1 \leq A_2$, тогда $B=B_2$.

4. Производится опробование полученного уравнения с коэффициентами A и B на последующих N_2 в пяти точках. Для этого вычисляется остаточная дисперсия $Y_2(I)$ по первым пяти точкам ($n=5$):

$$S_i = \frac{1}{(n-1)} \sum_{i=1}^n H_i^2.$$

Затем вводится следующая пара чисел ($X_2(6), Y_2(6)$) и находится отклонение H_6 .

Согласно критерию Граббса точка с коэффициентами ($X_2(6), Y_2(6)$) не будет аномальной, если выполняется условие

$$H_6 < TS, \tag{III.60}$$

где T — величина, определяемая по табл. 11 (таблица вводится в память машины), зависит от числа n точек, использованных для расчета уравнения линейной регрессии.

Таким образом, при выполнении условия $H_i < TS$ точка с координатами $X_2(I), Y_2(I)$ не является аномальной, поэтому уравнение линейной регрессии и остаточная дисперсия $Y_2(I)$ пересчитываются с учетом этой точки.

Данные для расчета уравнения линейной регрессии

n	T	n	T	n	T
1	—	11	2,343	21	2,644
2	—	12	2,387	22	2,664
3	1,412	13	2,426	23	2,683
4	1,689	14	2,461	24	2,701
5	1,869	15	2,483	25	2,720
6	1,996	16	2,523	26	2,738
7	2,093	17	2,551	27	2,756
8	2,172	18	2,277	28	2,774
9	2,237	19	2,6	29	2,791
10	2,294	20	2,623	30	2,807

Если неравенство $H_i < TS$ не выполняется для двух точек подряд, фиксируется глубина, соответствующая первой точке, и считается, что с этой глубины начинается зона АВПоД. Расчет аномального давления p_a производится с помощью (III.35). Если для второй точки условие $H_i < TS$ выполняется, обе эти точки присоединяются к предыдущим и заново пересчитывается уравнение линейной регрессии.

5. При завершении опробования всех N_2 в пяти точках рассчитываются окончательные значения параметров линии нормального уплотнения глин, производится оценка их погрешности и погрешности полученного уравнения линейной регрессии:

$$Y = Y \pm t_{1-\alpha/2} S_Y,$$

где $t_{1-\alpha/2}$ — коэффициент Стьюдента (значения внесены в память машины); S_Y — остаточная дисперсия.

6. Производится оценка достоверности. Если $t_{1-\alpha/2} S_Y 100 \leq 7\%$, степень достоверности принимается высокой; если $7\% < t_{1-\alpha/2} S_Y < 12\%$ — средней; если $t_{1-\alpha/2} S_Y \geq 12\%$ — низкой.

7. Вычисляется дисперсия $X^2(I)$ и по уравнениям (III.27) и (III.26) определяются коэффициенты компрессионной кривой K_X и b_X . Значения эффективного напряжения $(\sigma - p)$ рассчитываются на основе уравнения линии нормального уплотнения глин.

8. Строится график физического параметра X , $n_X = \lg x/100$, с масштабом глубин $n_H = (H_2 - H_1)/200$, где H_2 — максимальная глубина; H_1 — глубина, начиная с которой строится график; $\lg X$ — максимальное значение логарифма физического свойства.

Значения H_2 , H_1 и $\lg X$ могут задаваться оператором.

По программе АВПД было отработано более 300 скважин различных нефтегазоносных областей. Пример выделения зоны АВПоД с помощью ЭВМ изображен на рис. 81.

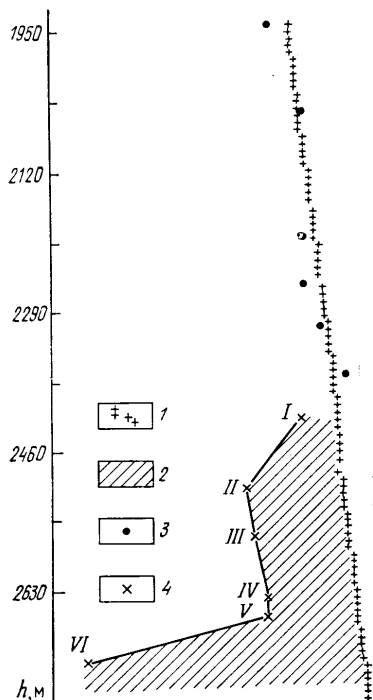
Анализ результатов оценки давлений показал, что данные машинной обработки практически не отличаются от значений, полу-

Рис. 81. Пример выделения зоны АВПоД с помощью ЭВМ в скв. 1 Малобалькской площади.

1 — кривая нормально уплотненных глин; 2 — зона АВПоД; 3 — измеренное значение удельного электрического сопротивления глин; 4 — измеренное значение удельного электрического сопротивления глин в зоне АВПоД; I—VI — номера точек.

Номер точки	h , м	p , МПа	K_a
I	2420	28,597	1,074
II	2510	34,047	1,233
III	2570	34,642	1,225
IV	2640	35,175	1,211
V	2670	35,738	1,218
VI	2720	49,940	1,669

Уравнение линии нормального уплотнения глин: $\log(x, y) = 0,205860 E - 0$; коэффициенты компрессионной кривой $K_x = 0,170133 E - 0,2$; $b_x = 0,346594$. Дисперсия $X = 0,100904 E - 0,2$



ченных при квалифицированной интерпретации геофизических материалов вручную. В то же время достигается 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.

Таким образом, создание и опробование программ для выделения зон аномальных поровых давлений и их количественной оценки на ЭВМ типа ЕС и СМ показало, что они могут быть успешно применены в различных нефтегазоносных областях страны.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В настоящем разделе описаны результаты прогнозирования аномальных давлений по данным геофизических исследований скважин в ряде нефтегазоносных областей Советского Союза.

Наряду с этим приведено краткое описание некоторых особенностей геологического строения этих областей, что позволяет судить об отложениях, слагающих изучаемые разрезы, о распределении в них пластовых давлений, а также о возможной природе образования аномальных давлений.

Другие методы прогнозирования применяются реже. Их результаты были рассмотрены выше.

IV.1. АЗОВО-КУБАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

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 основные тектонические элементы: 1) Западно-Кубанский передовой прогиб; 2) Адыгейский выступ; 3) Тимашевская ступень; 4) Ейско-Березанский вал; 5) Восточно-Кубанский прогиб; 6) Калниболотский структурный выступ; 7) Сальский вал. Перечисленные элементы, за исключением Западно-Кубанского прогиба и Адыгейского выступа, относятся к платформенной области.

Западно-Кубанский прогиб представляет собой (М. С. Бурштар и др. 1966 г.) предгорный прогиб, южная граница которого расположена вблизи выходов мела на северном склоне мегантиклинория Большого Кавказа. Северная граница проводится в пределах полосы резкого изменения мощностей миоценовых слоев, выраженного флексурой, по-видимому, отвечающей глубинному разлому. Таким образом, очерчивается глубокий прогиб протяженностью более 200 км и шириной около 100 км. Мощность осадочного комплекса, выполняющего прогиб, по геофизическим данным составляет 12—15 км.

Южный (внутренний) борт сравнительно узкий, осложнен многочисленными складками, группирующимися в антиклинальные зоны. Вдоль него выделяются две антиклинальные зоны: южная — Азовская и северная — Калужская. К северу от этих зон расположена еще одна антиклинальная зона — Крымско-Северская. Строение ее характеризуется трансгрессивным залеганием майкоп-плиоценового комплекса, погружающегося в северном направлении. Залегающие под трансгрессивной серией пород слои наклонены в противоположную сторону, к югу.

Отличительные особенности складок южного борта Западно-Кубанского прогиба — их сильная дислоцированность, 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 моноклиналильного склона северного борта Западно-Кубанского прогиба выделяется ряд пологих складок. Отличительные особенности — большая мощность надпалеозойского комплекса пород, расплывчатые очертания структур (углы падения 1—2°). В строении этих поднятий принимают участие породы миоцена и иногда верхнего палеогена. Породы древнее олигоценых не дислоцированы и залегают моноклиналино.

Адыгейский структурный выступ является восточным ограничением Западно-Кубанского прогиба и входит в состав Северо-Кавказского краевого массива. Западным ограничением Адыгейского выступа служат Курджинский 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. По геофизическим данным осадочный комплекс моноклиналино погружается в южном направлении и через структурный уступ сочленяется с северным бортом Западно-Кубанского прогиба.

Тимашевскую ступень с севера окаймляет Каневско-Березанский вал, являющийся составной частью Ейско-Березанской зоны поднятия, которая прослеживается на запад в пределы акватории Азовского моря.

Восточно-Кубанский прогиб включает в себя обширную Тихорецко-Кропоткинскую депрессию, расположенную к востоку от Ейско-Березанской зоны поднятия. К северу от депрессии выделяются Колниболотский выступ и Сальское поперечное поднятие. Первый является осложнением южной части Ростовского выступа и лежит в пределах развития кристаллического фундамента, а второй имеет в основании палеозойский складчатый фундамент.

Основные черты истории геологического развития Азово-Кубанской впадины представляются следующим образом (по М. С. Бурштару, 1973 г.).

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 развития область прогибания значительно расширилась. Однако на фоне преимущественного прогибания фиксируются кратковременные восходящие движения, которые приводили к регрессии моря. Как правило, вблизи от источника снова накапливались песчаники. По мере удаления от областей размыва отлагались алевриты и глины. В конце периода произошло обмеление морского бассейна, что способствовало образованию лагун, где накапливались гипсы, ангидриты и каменная соль.

Амплитуда прогибания в течение этого времени по Западно-Кубанскому прогибу составляла 1200—5000 м, по Восточно-Кубанскому — 1300 м и по Ейско-Березанской зоне поднятия — 1200 м. С наступлением мелового периода началось углубление морского бассейна. Вначале происходило накопление грубозернистых песчаников мощностью до 500 м в Восточно-Кубанском прогибе, до 1200 м в Западно-Кубанском и до 150 м в Ейско-Березанской зоне поднятия.

По мере дальнейшего углубления бассейна накапливались глины с пропластками алевролитов и песчаников. При этом наибольшая скорость прогибания сохранялась в районе Западно-Кубанского прогиба. Мощность накопившихся глинистых осадков составляет здесь 1200 м, в Восточно-Кубанском прогибе и Ейско-Березанской зоне поднятия их — 330—360 м. Начиная с позднего мела в Восточно-Кубанском прогибе и 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 кайнозойской 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 прослоями 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 палеоценовое время чередовалось с кратковременными восходящими движениями незначительной амплитуды. В результате такого развития накапливались флишевые толщи, представленные закономерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Мощность толщ 700—1400 м.

В палеоценовую эпоху четко обособились Ирклиевская синклиналь, Ейско-Березанская зона поднятия, и особенно Каневско-Березанский вал и Западно-Кубанский прогиб.

В ранне- и среднеэоценовое время территория испытывала унаследованное развитие от предыдущего этапа. Мощность накопившихся отложений 480—600 м.

В позднеэоценовое время интенсивность погружения Западно-Кубанского прогиба и Восточно-Кубанской впадины уменьшилась, мощность отложений верхнего эоцена не превышает 200 м.

В олигоценовое и раннемиоценовое время интенсивность прогибания исследуемой территории увеличилась. Особенно значительное прогибание происходило в Западно-Кубанском прогибе,

где накопились толщи терригенных отложений мощностью 3500 м (майкопская серия).

Начало среднемиоценового времени характеризовалось замедленным прогибанием. В конце тарханского времени вся территория Западного Предкавказья вышла из-под уровня моря и подвергалась размыву. С наступлением чокракского времени Предкавказье вновь было вовлечено в интенсивное прогибание. Наибольшее погружение до 400 м испытывал Западно-Кубанский прогиб.

В караганское и конское время морем была покрыта вся территория Западного Предкавказья. Мощность караган-чокракских отложений в Западно-Кубанском прогибе достигает 200—400 м, в Восточно-Кубанском прогибе — до 180 м и в Ейско-Березанской зоне — до 110 м.

В начале сарматского века на территории Западного Предкавказья были сравнительно глубоководные условия осадконакопления. В средне- и верхнесарматское время на фоне общего воздымания Предкавказья продолжали прогибаться районы краевых прогибов, где накапливались глинистые осадки большой мощности.

В мэотическое время произошел общий подъем Предкавказья, но территория Западного Предкавказья находилась ниже уровня моря. Мощность накопившихся мэотических 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 накапливались глины с прослоями песчаников и алевролитов, реже мергелей, местами известняки-ракушечники.

В киммерийский и куюльницкий века в Западно-Кубанском прогибе накапливались глины с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность отложений колеблется в пределах 200—700 м.

В ачкагыльское и апшеронское время территория Азово-Кубанской области испытывала подъем.

Современный структурный план рассматриваемой территории окончательно сформировался в плиоцен-плейстоценовое время. Скорости осадкообразования в плиоцен-четвертичное время на территории Азово-Кубанской впадины колеблются от 10 до 150 м/млн лет, причем наибольшие скорости отмечены в центральной части Западно-Кубанского прогиба. Именно с интенсивным прогибанием центральной части Азово-Кубанской впадины в позднейшее время, на наш взгляд, связано образование современных аномально высоких пластовых давлений, причем, как было установлено выше, максимальные коэффициенты аномальности приурочены к тем частям территории впадины, которые были подвержены наибольшему погружению (скорость осадконакопления 100—150 м/млн лет).

Промышленные залежи нефти и газа в Азово-Кубанской впадине встречены по всему разрезу мезозой-кайнозойской толщи, от понтических отложений до образований юрского возраста.

Наибольшие запасы нефти и газа приурочены к Западно-Кубанскому прогибу и к платформенным районам. Часть запасов находится в пределах Адыгейского выступа, моноклинали Большого Кавказа и Восточно-Кубанского прогиба.

Азово-Кубанская нефтегазоносная область объединяет ряд водонапорных систем, обладающих различными динамическими свойствами. Главнейшие водонапорные системы, с которыми связаны основные запасы нефти и газа: отложений юры, с водоносными комплексами отложений нижней и средней юры (плинсбахский песчаник, пласты песчаных пород бат-байоса), келловейского (песчаники и алевролиты), оксфордского и титонского (карбонатные породы) ярусов; отложений нижнего мела; отложений верхнего мела; терригенных отложений палеоцен-эоцена платформенной части; флишевых отложений (палеоцен—нижний эоцен) южного борта Западно-Кубанского прогиба; продуктивного горизонта кумской свиты; терригенных отложений среднего майкопа; отложений среднего—верхнего миоцена и нижнего плиоцена (верхний сармат, мэотис, понт) срединной части Западно-Кубанского прогиба; молассовой формации миоцена южного борта Западно-Кубанского прогиба; верхнего плиоцена (пресные воды).

Изучение геолого-геофизических материалов по отмеченным водонапорным системам показывает, что в каждом стратиграфическом комплексе проявляются водонапорные системы двух типов: артезианского с пластовыми давлениями, равными нормально гидростатическим во всех частях системы; с замкнутым контуром, в которых формируются АВПД. Это видно в отложениях нижней юры, келловейского яруса, оксфорд-кимериджа, нижнего мела, палеоцен-эоцена, среднего миоцена. Отложения палеозоя и триаса в этом отношении остаются не изученными.

Изучение распределения пластовых давлений по стратиграфическим комплексам и глубине залегания водоносных пластов показало, что в каждом стратиграфическом комплексе имеются пласты с нормально гидростатическим и аномально высоким пластовым давлением. Аномальные давления начинают проявляться с глубин 700—800 м. На глубинах ниже 4500 м аномально высокие давления преобладают.

По гидродинамическим особенностям осадочную мезозой-кайнозоя толщу подразделяют на три гидродинамические зоны: 1) верхнюю — зону пресных и слабоминерализованных вод с гидростатическим давлением во всех водоносных пластах, динамика определяется инфильтрационным режимом, нижняя граница зоны 700—800 м; 2) среднюю — зону вод широкого диапазона минерализации от слабо минерализованных до рассолов, с проявлением аномально низких, нормально гидростатических и аномально высоких пластовых давлений, нижняя граница условно проводится на глубине 4000—5000 м; 3) нижнюю — зону преобладания АВПД, она связывается с подсолевыми отложениями (Восточно-Кубанская впадина) и 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 пласты и толщи. Основной такой толщиной в осадочном комплексе является майкопская свита (нижний миоцен—олигоцен) в пределах Западного Предкавказья, мощность ее в районах Ростовского и Адыгейского выступов 100—400 м, в Восточно-Кубанской впадине 600—1200 м, в осевой зоне и на южном борту Западно-Кубанского прогиба 1500 м и более.

Аномально низкие давления в пределах Азово-Кубанской нефтегазоносной области встречены в отложениях палеоцен-эоцена (Восточно-Кубанская впадина). По всей вероятности, природа АНПД связана с высоким гипсометрическим положением месторождений. В отрогах Кавказского хребта палеоцен-эоценовые отложения выходят на поверхность, постепенно погружаясь в северном направлении (И. Г. Киссин, 1965 г.).

Палеоцен-эоценовый комплекс Восточно-Кубанской впадины — единая водонапорная система инфильтрационного типа. Зоны выходов пород этого возраста на поверхность являются областями питания атмосферными и поверхностными водами. От зоны питания, как видно из схемы (рис. 82), четко прослеживается падение приведенного напора вод в северном направлении, к зоне разгрузки, которая находится за пределами рассматриваемой территории. Пластовое давление в залежах определяется соотношением альтитуд скважин и приведенных напоров.

Результаты определения и перспективы прогнозирования аномальных пластовых давлений

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области, как уже отмечалось ранее, встречены и аномально высокие, и аномально низкие давления. Аномально высокие давления обнаружены в отложениях миоценового — юрского возраста. На глубинах от 1000 до 5000 м

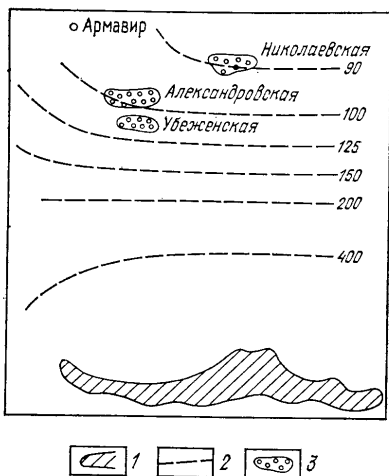


Рис. 82. Схема приведенных напоров палеоцен-эоценовых отложений Восточно-Кубанского прогиба.

1 — выход палеоцен-эоценовых отложений на поверхность; 2 — линии равных напоров (в м); 3 — залежи углеводородов

коэффициент аномальности достигает 1,3—2,2. Большинство залежей с АВПД находятся в разрезе Западно-Кубанского прогиба, где в осевой части отмечены пластовые давления с максимальными коэффициентами аномальности.

Аномально низкие пластовые давления выявлены в Восточно-Кубанском прогибе на месторождениях Александровское, Николаевское, Убеженское в отложениях палеоцен-эоцена. В интервалах глубин 390—2400 м коэффициент аномальности $K_a = 0,36—0,92$.

Зоны аномальных поровых давлений в этой области выделялись с помощью электрометрии, ультразвукового и нейтронного гамма-методов (см. рис. 63, 86 и 87). Наиболее полно в комплексе геофизических исследований изучаемых скважин представлены электрические методы (БЭЗ, стандартная электрометрия). С помощью этих методов почти во всех рассматриваемых скважинах хорошо выделяются зоны аномальных поровых давлений (см. рис. 63, 83, 84). Методика выделения зон АВПоД и АНПоД и определения порового давления с помощью методов электрометрии описана в подразд. III.2.3.

Результаты интерпретации материалов электрометрии показали, что удельные электрические сопротивления глин по разрезам скважин изменяются от 1 до 10 Ом·м. Оно зависит от степени уплотнения породы, удельного сопротивления (проводимости) насыщающих поровых вод, минерального состава. Необходимо отметить, что изменение минерализации вод оказывает существенное влияние на удельное электрическое сопротивление глин на глубине до 1500 м (рис. 83, интервал 960—1050). Этот фактор делает практически невозможным прогнозирование зон АВПоД и АНПоД по данным электрометрии на малых глубинах (1000—1500 м). На этих глубинах аномально высокие давления довольно часто встречаются в западной части Западно-Кубанского прогиба (площади: Кудако-Киевская, Северо-Крымская, Старотитаровская и др.). Образование аномальных давлений в этом районе, в первую очередь, связано с увеличением количества монтмориллонитовых глинистых минералов, существенно повышающих экранную способность покрывающих слоев (см. разд. I.2).

Изменение минерального состава чистых глинистых пород в изучаемом разрезе, как правило, оказывает на удельное электрическое сопротивление незначительное влияние. Однако увеличение содержания некоторых примесей, в частности карбонатных, влечет за собой резкое увеличение удельного электрического сопротивления глин. Например (рис. 84, интервал 2450—2500 м), глины белоглинского горизонта в Азово-Кубанской нефтегазоносной области содержат большое количество карбонатных примесей и отличаются достаточно высоким удельным сопротивлением по сравнению с более чистыми глинами миоцена и майкопа. Удельное сопротивление этих глин выпадает из общей закономерности изменения удельного электрического сопротивления с глубиной. Пласты подобных глин, по возможности, необходимо исключать

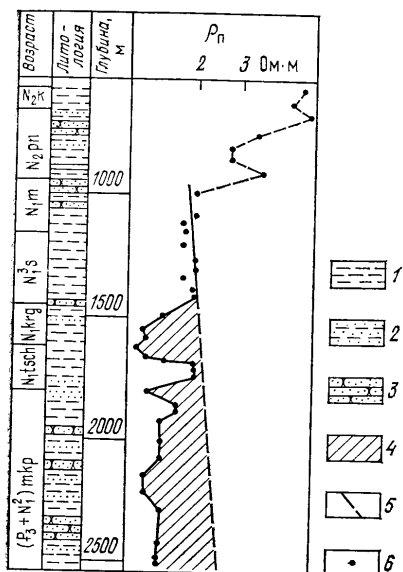


Рис. 83. Выделение глинистых покровшек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 100 Восточно-Северской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчаная; 3 — песчаник; 4 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — измеренное значение удельного сопротивления глин

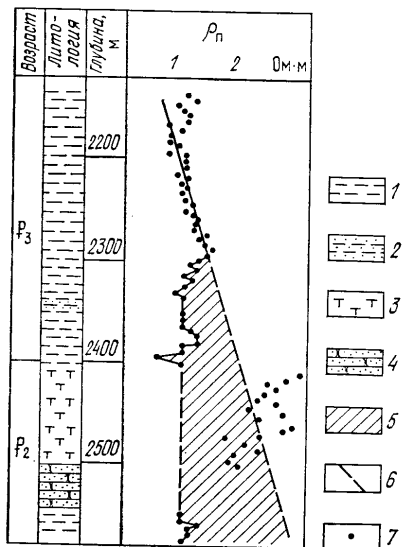


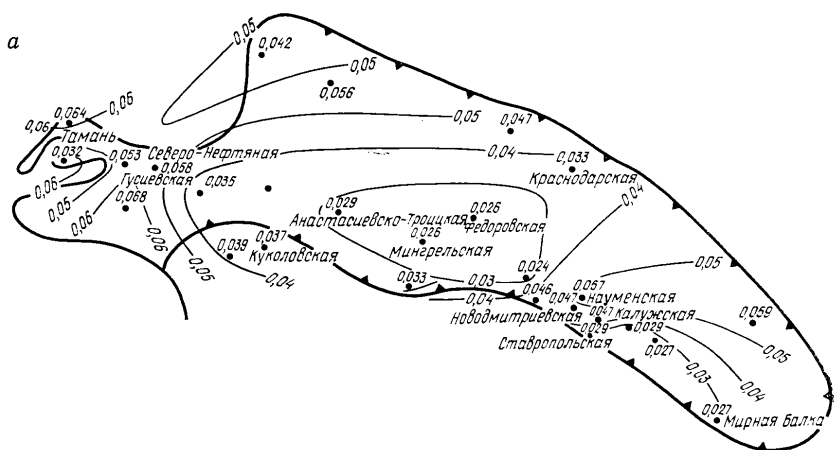
Рис. 84. Выделение глинистых покровшек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 14 Новодмитриевской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчаная; 3 — глина известковистая; 4 — песчаник; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — кривая нормально уплотненных глин; 7 — измеренное значение удельного сопротивления глин

из рассмотрения и не учитывать при построении графиков для прогнозирования аномальных давлений. Или же вводить соответствующие поправки.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области с помощью электрометрии по методике кривых нормально уплотненных глин были выделены зоны аномально высоких поровых давлений в 46 скважинах 14 площадей, а зоны АНПоД — в трех скважинах Александровской площади. Значения количественных определений аномальных поровых давлений в этих скважинах были приведены к кровле пласта коллектора с аномальным пластовым давлением и сопоставлены с данными замеров глубинными манометрами, с расчетными величинами, полученными по давлению на устье скважин и по плотности промывочной жидкости. Средняя относительная ошибка оценки АВПоД с помощью электрометрии по 46 скважинам этого района составила от 4 до —7%. Относительное расхождение результатов определения АНПоД — 7,4%.

По данным электрометрии с использованием методики компрессионной кривой были рассмотрены геофизические материалы



более чем по 30 скважинам 26 площадей ЗКП. Среднее относительное расхождение полученных значений аномально высоких поровых давлений с данными прямых замеров в коллекторах не превышает 5%. По расчетным значениям параметров компрессионной кривой K_x и b_x были построены схематические карты изменения этих параметров (рис. 85). Изучение распределения значений параметров K_x и b_x по территории Западно-Кубанского прогиба позволило отметить некоторые закономерности их изменения. Так, максимальные значения параметра K_x отмечены на северо-западе ЗКП (площади Тамань, Северо-Нефтяная, Гусиевская и др., $K_x = 0,053 \div 0,068$ МПа⁻¹) и в юго-восточной части в направлении к Шансуго-Апшеронскому валу (площади Новогурийская, Науменская, Калужская и др., $K_x = 0,046 \div 0,059$ МПа⁻¹). Наименьшие значения K_x выделены в центральной части ЗКП, ближе к его южному борту (площади Анастасиевско-Троицкая, Мингрельская, Северская и др., $K_x = 0,024 \div 0,029$). В то же время максимальные значения b_x приурочены к центру ЗКП (площади Анастасиевско-Троицкая, Федоровская, Мингрельская, $b_x = 0,114 \div 0,25$) и в его северо-восточной части (пл. Мирная балка, $b_x = 0,46$). В целом для параметра b_x характерно уменьшение значений в направлении с юга на север.

Интересно, что аномалии значений параметров компрессионной кривой (минимальные K_x и максимальные b_x) приурочены к области отсутствия верхнемеловых и палеоценовых отложений. Кроме того, сопоставление с данными, изложенными в подразд. III.1.1, при изучении палео- и современных давлений в нижнемеловых отложениях ЗКП, показало, что эти же аномалии приурочены к области пьезомаксимума, проявляющегося с начала майкопской эпохи в районе площадей крупнейшего в этом районе газонефтяного Анастасиевско-Троицкого месторождения, а также площадей Мингрельской, Федоровской и др.

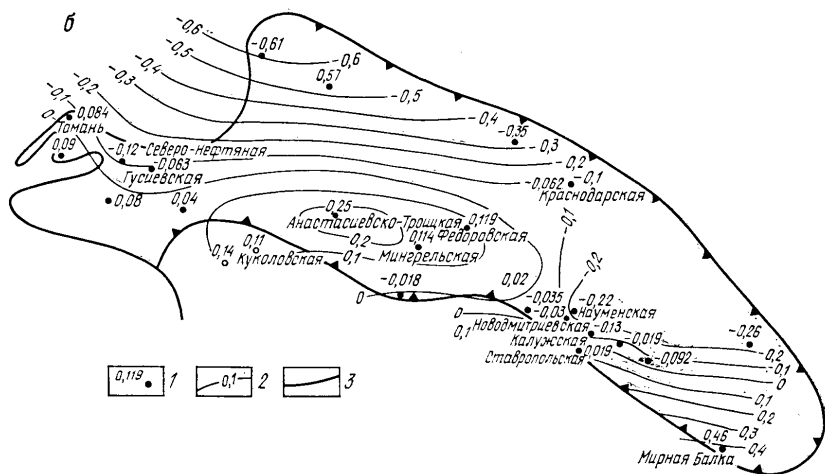


Рис. 85. Схематические карты изменения параметров компрессионной кривой K_x (а) и b_x (б) по территории Западно-Кубанского прогиба.

1 — значение параметра K_x и b_x ; 2 — изолинии значений параметра K_x и b_x ; 3 — тектоническая граница Западно-Кубанского прогиба. K_x в МПа⁻¹

В дальнейшем следует более тщательно изучить отмеченные закономерности.

Схематические карты изменения параметров компрессионной кривой можно применять для оперативного прогнозирования аномальных давлений в процессе бурения по результатам электрометрических исследований.

Изучая результаты определений аномального давления в скважинах по данным электрометрии, можно отметить, что перспективы прогнозирования зон аномальных давлений с помощью этих методов на средних и больших глубинах в Азово-Кубанской нефтегазоносной области достаточно велики.

В условиях, где применение методов электрометрии для прогнозирования АВПД и АНПД связано с определенными трудностями, необходимо для этой цели использовать ультразвуковой метод, на результаты которого минерализация пластовых вод и изменение минерального состава глинистых пород оказывают значительно меньшее влияние.

С помощью ультразвукового метода в Азово-Кубанской нефтегазоносной области зона АВПоД была выделена в скв. 565 Новодмитриевской площади (рис. 86), где вычисленное значение аномального порового давления хорошо согласуется со значениями, полученными другими методами. Ошибка определения давления с помощью ультразвукового метода по скв. 565 составила —6,8 %.

Зоны аномальных поровых давлений выделяются в скважинах Азово-Кубанской нефтегазоносной области и по данным нейтрон-

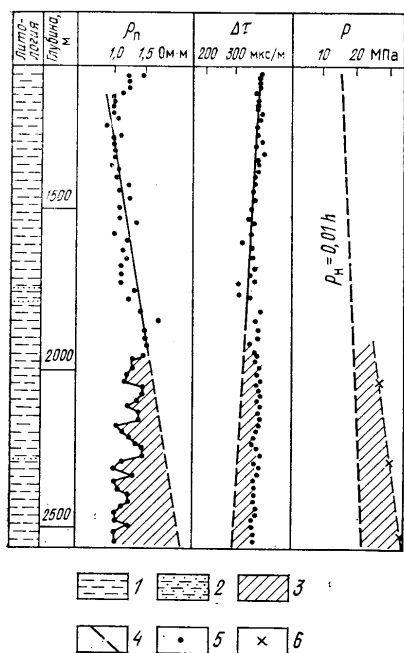


Рис. 86. Выделение глинистых покрышек ρ_3 с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 565 Новодмитриевской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — глина песчаная; 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

ного гамма-метода. Полученные этими методами графики достаточно четко могут определять приближение как к зоне АВПОД (рис. 87), так и к зоне АНПОД (рис. 88).

Количественная оценка аномального порового давления с помощью НГМ проводилась по методикам кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой (см. разд. III.2).

В примере выделения зоны аномального порового давления по данным электрометрии и НГМ (см. рис. 87) величина аномального давления, полученная с помощью НГМ и приведенная к глубине замера глубинным манометром (3205 м), хорошо сопоставляется с результатом замера.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области с помощью НГМ аномально высокое поровое давление было определено в трех скважинах, причем относительные расхождения результатов определения давления НГМ с данными манометрических замеров составили от $-8,6$ (в скв. 3 Ставропольской площади) до 30% (в скв. 1 Кукуловской площади). Столь большая ошибка в определении порового давления по НГМ в скв. 1 Кукуловской площади, видимо, вызвана невысоким качеством диаграмм нейтронного гамма-метода.

Зоны аномально низких поровых давлений по данным НГМ были успешно выделены в 22 скважинах площадей Азово-Кубанской нефтегазоносной области. Толщина зоны АНПОД в исследуемых скважинах от 200 до 500 м. Среднее относительное расхождение результатов оценки давления по данным НГМ с резуль-

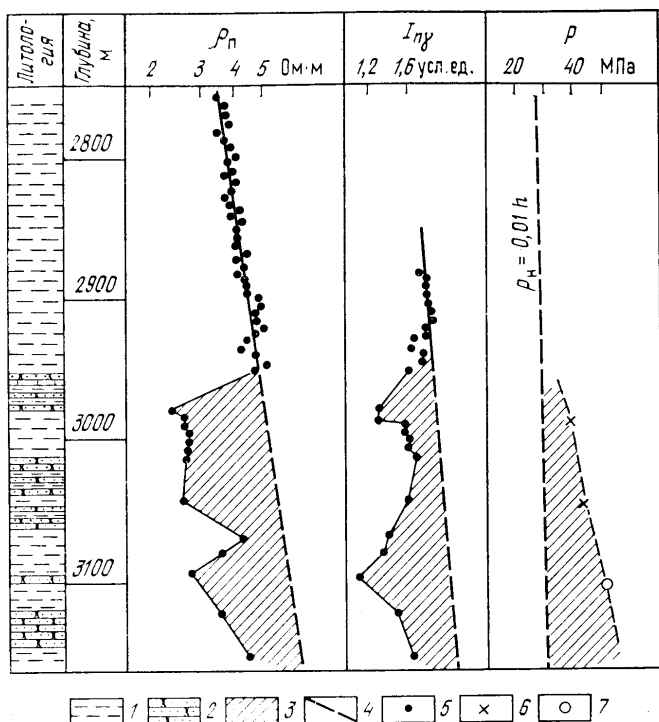


Рис. 87. Выделение глинистых покрышек K_1 с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 3 Ставропольской площади (Азово-Кубанская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона аномально высокого порового давления; 4 — кривая 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

татами прямых замеров в 15 скважинах составило от -5 до 11% . Наибольшая погрешность в определении АНПОД ($23,8$ и 21%) — по скв. 227 и 240 Убеженской площади, что связано с недостаточно качественным диаграммным материалом. Без учета этих скважин среднее относительное расхождение по 13 скважинам составило от -5 до $5,7\%$. Используя нейтронный гамма-метод, в процессе бурения можно практически однозначно определять приближение к пластам с АНПОД.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области наряду с изучением природных аномальных давлений была рассмотрена возможность прогнозирования искусственно созданных аномально низких пластовых давлений, которые, как правило, возникают в процессе интенсивной разработки месторождений нефти и газа.

Выделение зон техногенных АНПОД было рассмотрено на материалах ГИС пяти скважин Южно-Ленинградского, Восточно-Крыловского и Граничного месторождений. Зоны АНПОД были

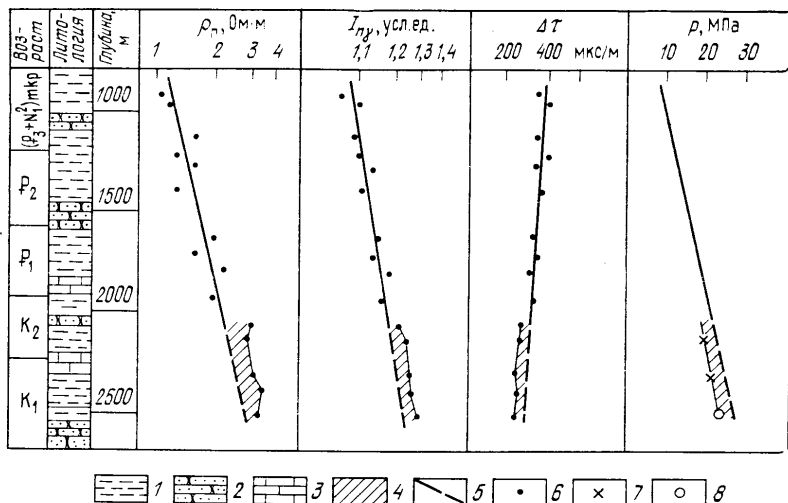


Рис. 88. Выделение глинистых покрышек с техногенным anomalно низким поровым давлением по данным электрометрии, НГМ и ультразвукового метода в скв. 3 Южно-Ленинодарской площади.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — известняк; 4 — зона АНПод; 5 — кривая нормально уплотненных глин; 6 — измеренное значение геофизического параметра в глинах; 7 — вычисленное значение АНПод по данным электрометрии; 8 — значение АНПД, измеренного глубинным манометром

успешно выделены по данным электрометрии, нейтронного гамма- и ультразвукового методов (см. рис. 88). Произведена количественная оценка величин порового давления по методике кривых нормально уплотненных глин, результаты сопоставлены с данными манометрических замеров. Среднее относительное расхождение по данным электрометрии составило от $-1,4$ до $2,6$ %, по данным НГМ — от $-3,3$ до $2,4$ %, по данным ультразвукового метода — от -2 до 1 %.

Результаты выделения зон аномальных давлений и определения величин давлений по данным методов ГИС в Азово-Кубанской нефтегазоносной области показывают, что прогнозирование зон аномального давления, как природных, так и искусственно созданных в этом районе, возможно прежде всего с помощью электрических, нейтронных и ультразвукового методов. Причем использование нейтронных и ультразвукового методов для прогнозирования аномальных давлений необходимо в западной части Западно-Кубанского прогиба, где нередко встречаются АВПД на малых глубинах, а также в Восточно-Кубанской впадине, где имеют место АНПД на малых глубинах и где электрические методы недостаточно эффективны. При бурении в этом районе скважин на средние и большие глубины необходимо комплексное исследование разреза методами электрометрии, радиометрии и ультразвуковым. Наиболее эффективна обработка результатов по методике компрессионной кривой. Схематические карты изменения

параметров компрессионной кривой можно использовать для оперативного прогнозирования аномальных давлений. Кроме того, для прогнозирования АВПД в этом районе можно применять методы, основанные на изучении режима бурения, параметров промывочной жидкости и шлама.

Результаты регионального прогнозирования АВПД по геолого-геофизическим данным (см. подразд. III.1.1), а также успешное применение сейсморазведки в Западно-Кубанском прогибе (см. подразд. III.2.2) позволяют рекомендовать указанные методики для прогнозирования аномальных давлений до начала бурения глубоких скважин.

IV.2. КРЫМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Особенности геологического строения

В пределах равнинной части Крыма выделяются три нефтегазоносных района: Тарханкутско-Новоселовский, Присивашский и Индольский. Наиболее изучен первый район, связанный с крупной Тарханкутско-Новоселовской зоной нефтегазонакопления.

История развития равнинного Крыма свидетельствует о том, что в течение раннемелового этапа данная территория испытывала устойчивое прогибание. Однако литологическое разнообразие пород, изменчивость мощностей как по площади, так и по разрезу позволяет считать, что осадконакопление контролировалось колебательными движениями, которые проявлялись на фоне прогибания. На юге и в центральной части данной территории происходило замедленное прогибание, а это способствовало накоплению песчано-глинистых осадков. Источником терригенного материала являлись, по-видимому, Крымские горы.

В северном направлении амплитуда прогибания увеличивалась. Здесь шло накопление мергелей и известняков. В отдельные промежутки времени прогибание территории замедлилось. Тогда и происходило накопление песчано-глинистых отложений. Мощность нижнемеловых отложений увеличивается с юга на север от 50—200 до 1000—1200 м.

В результате кратковременной регрессии моря, которая произошла на большей части указанной территории в конце раннего мела, верхнемеловые отложения залегают несогласно на нижнемеловых. Максимальная амплитуда прогибания в позднемеловой период достигала 600—900 м.

В датский век вследствие регрессии моря в пределах равнинного Крыма осадконакопления не происходило. В палеоценовый этап развития территория вновь была покрыта морем, в котором происходило накопление известняков, мергелей и песчаников. Амплитуда прогибания за это время составила 300—400 м. Позже, в эоценовый век, прогибание усилилось. В результате здесь накопились глины и известняки с общей мощностью до 500—600 м.

В майкопский век скорость прогибания еще больше увеличивается и в морской бассейн с Украинского кристаллического щита и Крымских гор поступает большое количество терригенного материала. В течение этого времени накапливаются преимущественно глины, алевролиты и алевролиты, меньше песчаники. При этом песчаность возрастает в северном направлении. Песчано-алевролитовые пласты мощностью 20—60 м (в среднем 30 м) перекрываются глинистыми пластами мощностью 15—30 м. Иногда мощность глин достигает 200 м.

Данные о распределении песчаных, алевролитовых и глинистых пластов в разрезе майкопа свидетельствует о его ритмичном строении, обусловленном колебательными движениями. Мощность майкопских отложений увеличивается от 300 м в Альминской впадине до 900—1000 м в Сивашской.

В неогеновое время происходит унаследованное развитие территории от предыдущего этапа. В течение этого времени в Сивашской, Альминской и Индольской впадинах в зависимости от глубины морского бассейна и близости источников сноса терригенного материала накапливаются глины, пески, мергели и известняки. Мощность накопившихся за это время осадков составляет 300—350 м.

Следует отметить, что центральная часть равнинного Крыма в течение мелового, палеогенового и неогенового времени испытывала осадочное прогибание, что явилось следствием малой мощности осадочных отложений, не превышающей 1 км.

Перспективы Степного Крыма в отношении нефтегазоносности связаны с терригенными отложениями нижнего мела, из которых уже получены промышленные притоки газа, газоконденсата и легкой нефти.

В Индольском районе, охватывающем Индольский прогиб и Новоцарицинский 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), характеризующемся относительно малой мощностью (до 4—5 км), региональным развитием предельно уплотненных аргиллитовидных глинистых образований и наличием значительных перерывов в осадконакоплении, во всех стратиграфических интервалах пластовые давления практически соответствуют гидростатическим p_n , иногда незначительно (до 10 %) превышают их. На Керченском полуострове, которому свойственны большая мощность осадочных пород (до 10—12 км), развитие мощных глинистых толщ третичного возраста и сравнительно кратковременные седиментационные перерывы, во всех интервалах пластовые давления существенно выше гидростатических и в ряде случаев приближаются по своим значениям к горному давлению. Наибольшие давления в этом районе отме-

чаются в интервалах развития мощных глинистых толщ (майкоп). Установлено последовательное уменьшение коэффициентов аномальности сверху вниз по разрезу от 2 в майкопской свите до 1,77—1,55 в нижнемеловых отложениях.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования зон АВПД

В Крымской нефтегазоносной области рассматривались материалы геофизических исследований по 15 скважинам шести площадей Керченского полуострова, в которых по данным бурения отмечались проявления аномально высоких пластовых давлений.

По методике кривых нормально уплотненных глин были обработаны диаграммы электрометрии по скв. 2, 3 и 5 Горностаевской площади. Наиболее чистые пласты глин выделялись по данным электрометрии и радиометрии обычным способом. Электрическое сопротивление глин определялось по показаниям бокового электрического зондирования. На рис. 61 приведен пример выделения зоны аномальных давлений в скв. 3. Зона аномально высоких поровых давлений выделяется во всех трех скважинах, начиная с глубины 3000—3500 м, захватывает отложения майкопа и палеоцена. Расчет величин давления производился по формуле (III.35). В исследованных скважинах наблюдается превышение аномального порового давления над гидростатическим, достигающее 15—18 МПа.

К сожалению, оценить точность рассчитанных давлений не представлялось возможным вследствие отсутствия замеров пластовых давлений в этих скважинах глубинными манометрами. Однако в дальнейшем при бурении скв. 7 Горностаевской площади на глубине 3320 м был сделан манометрический замер. Пластовое давление составило 56,4 МПа. Этот результат хорошо согласуется с ранее определенными по данным ГИС значениями аномального порового давления в скв. 2, 3 и 5 Горностаевской площади.

По методике компрессионной кривой рассмотрены материалы электрометрии по 12 скважинам шести площадей. Расчет усредненных параметров компрессионной кривой для исследуемого района проведен по варианту с двумя замерами пластового давления (см. подразд. III.2.3). Для этой цели были выбраны два достоверных определения пластовых давлений на разных глубинах в скв. 10 и 11 Фонтановской площади. Вблизи интервалов замеров пластовых давлений по данным ГИС определено удельное электрическое сопротивление глинистых пластов. Внося поправки за влияние температуры на удельное сопротивление, оценив средневзвешенные значения плотности горных пород до исследуемой глубины, а следовательно, и геостатическое давление, с помощью уравнений (III.38) и (III.37) получили значения параметров компрессионной кривой $K_X=0,039$ МПа⁻¹, $b_X=0,192$. Опробование результатов оценки аномально высоких поровых давлений

Результаты определения АВПоД в отложениях майкопа Крымской нефтегазоносной области

Площадь	Номер скважины	h , м	$p_{пор}$, МПа	p , МПа	Δ , %
Фонтановская	5	3308	50,75	52,0	-0,96
„	8	3228	53,25	52,9	0,7
„	13	3382	54,44	55	-1,0
Дубровская	2	2857,2	44,62	48	-7
„	1	3001	48,4	49	-1,2
„	1	3024	48,77	48,6	0,5
Красноармейская	1	2200	39,15	36,7	6,7
Горностаевская	7	3408,5	56,4	56,3	0,2
Алексеевская	5	3525	56,75	55	3,2
Слюсаревская	2	4097	69,1	73,8	-6,4
„	2	4186	70,6	75,3	-6,2
„	2	4405	72,86	78,3	-6,9

Примечание. h — глубина залегания кровли коллектора; $p_{пор}$ — поровое давление, определенное по методике компрессионной кривой и приведенное к глубине коллектора; p — пластовое давление, измеренное в коллекторе; Δ — относительное расхождение p и $p_{пор}$.

проведено в девяти других скважинах изучаемого района. Рассчитанные давления были приведены к глубине коллектора и сопоставлены с результатами прямых замеров манометром. Среднее расхождение значений составило не более 4 % (табл. 12).

Таким образом, результаты проведенного опробования показали хорошие перспективы применения в Крымской нефтегазоносной области методики компрессионной кривой, в частности по средним расчетным параметрам K_X и b_X . Однако дальнейшее изучение вопроса выявило сложности, возникшие при расчете аномальных поровых давлений в отложениях эоцена. Оказалось, что закон уплотнения глинистых пород эоценового возраста несколько отличается от закономерности уплотнения лежащих выше пород, а точнее различаются значения параметров b_X . Это различие, по-видимому, связано с палеоразмывом пород на границе эоцена.

Для эоценовых отложений были рассчитаны средние значения параметров компрессионной кривой, где $K_X=0,039$ МПа⁻¹, а $b_X=0,414$. По этим значениям проведены расчеты АВПоД в глинистых породах эоценового возраста в двух скважинах Фонтановской и одной скважине Слюсаревской площадей. Получена хорошая сходимость результатов с данными замеров (± 3 %). Тем не менее, изучение аномальных давлений в породах эоцена должно быть продолжено, а параметры компрессионной кривой при появлении новых фактических данных могут уточняться.

Значительные трудности встретили исследователи при прогнозировании аномально высоких давлений в отложениях верхнего мела. Существенное увеличение карбонатности глинистых пород не позволяет использовать для оценки давлений кривые нормально уплотненных глин, построенные для лежащих выше осад-

ков. И в этом случае рекомендуется подход, рассмотренный ранее при определении параметров компрессионной кривой по двум замерам пластового давления в изучаемом интервале одной или двух скважин.

Представляется перспективным изучить возможности использования метода естественной гамма-активности для оценки поровых давлений. На рис. 70 изображен пример выделения зоны АВПоД по данным электрометрии и ГМ. В отложениях верхнего мела удельное сопротивление глин за счет влияния карбонатных примесей значительно выше, чем в породах палеоцена и эоцена, и это не позволяет использовать традиционные методики оценки давлений. В то же время изменения литологии не сказываются на показаниях метода естественной гамма-активности и зона АВПоД четко прослеживается во всем интервале осадков от майкопа до верхнего мела (см. рис. 70).

Для изучаемого района, по-видимому, можно установить эмпирическую зависимость значений аномальных поровых давлений от суммарной естественной гамма-активности глинистых пород, а также содержания калия (см. подразд. II.3.4).

Перспективными представляются работы по выделению зон АВПоД методами, основанными на изучении режима бурения, параметров промывочной жидкости и шлама.

IV.3. ТЕРСКО-СУНЖЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН

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 (1966 г. М. С. Бурштар и др.).

В современном геоструктурном плане передовой прогиб представляет собой глубоко прогнутую часть северного склона Кавказа. В южной части прогиба, параллельно Кавказскому складчатому сооружению, выделяются два крупных антиклинория — Терский и расположенный несколько южнее Сунженский. Антиклинории разделяются Алханчуртской и Петропавловской синклиналями. Все складки, входящие в состав Терского и Сунженского антиклинориев, 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 данного района.

В юрский этап развития территория Терско-Сунженской зоны усиленно прогибалась. В это время в морском бассейне накапливались глины, алевролиты и песчаники мощностью 2100 м. В позднеюрское время амплитуда прогибания еще больше

увеличилась. Одновременно сильно сократились области, подвергавшиеся размыву. В морском бассейне отлагались органогенно-обломочные известняки и пелитоморфные битуминозные песчаники и глины. Мощность накопившихся осадков достигла 1550 м.

В раннемеловое время территория продолжала развиваться унаследованно от предыдущего этапа. При этом, если в валанжинский век вначале накапливались песчаники с прослоями глин и алевролитов, то в конце века — известняки. Мощность накопившихся осадков приблизительно 500 м. Позже в морском бассейне накапливались песчаники, глины и алевролиты. Максимальная амплитуда прогибания зафиксирована в аптский век и равна приблизительно 400 м.

Общая мощность осадков, накопившихся в раннемеловую эпоху, 400—1300 м.

В позднемеловое время дно морского бассейна продолжало прогибаться, а на отдельных этапах испытывало кратковременные восходящие движения, что отразилось на накоплении осадков. В это время отлагались известняки с прослоями мергелей и глин. Мощность накопившихся осадков достигает 400 м.

Палеоцен-эоценовое время характеризуется замедленным прогибанием морского дна. Известняки и мергели продолжали накапливаться в пределах исследуемой территории. Амплитуда прогибания в течение указанного времени достигала всего 200 м.

В олигоцен-миоценовый этап развития скорость прогибания значительно возросла, особенно в майкопский век. В результате в морском бассейне накапливались в основном глины, местами алевролитистые с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность накопившихся отложений около 4000 м. Позже, в плиоценовое время, скорость осадконакопления несколько снизилась. Однако в бассейне продолжали накапливаться глины с прослоями песчаников и известняков. Их мощность достигает 1100 м.

Нефтегазоносность в Терско-Сунженской зоне установлена в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена (сармата) до нижнего мела (валанжина) включительно. Основные известные скопления нефти сосредоточены в верхнемеловом и миоценовом нефтегазоносных комплексах, характеризующихся региональной продуктивностью.

Месторождения нефти и газа ЧИ АССР, связанные с мезозойскими отложениями, приуроченные к структурам Терско-Сунженской зоны дислокаций, характеризуются аномально высокими давлениями флюидов. Вскрываемые в этом районе разрезы разделяются на три или пять зон в зависимости от положения скважины на структуре (рис. 89).

Зона I включает трещиноватые карбонатные породы верхнего и терригенные коллекторы нижнего мела. Для верхнемеловых залежей характерны АВПД [градиенты давлений до $(1,4 \div 1,7) \times 10^{-2}$ МПа/м].

Зона II сложена глинистой и алевроито-глинистой толщей пород майкопских и нижнечокракских отложений. Поровые давления

Изменение пластового давления по месторождениям Терско-Сунженской нефтегазоносной области в процессе разработки верхнемеловых залежей

Месторождение	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Изменение пластового давления в процессе эксплуатации			
		Год	$P_{пл}$, МПа	Год	$P_{пл}$, МПа
Эльдарово	3500	1964	58,8	1973	27,3
Брагуны	3900	1966	71,4	1976	33,0
Ястребиное	4000	1968	64,9	1982	35,9
Октябрьское	4000	1966	64,2	1976	36,2

Для верхнемеловых коллекторов и их покрышек первоначально были характерны аномально высокие давления. Коэффициент аномальности достигал 1,6—1,8. В результате длительной и интенсивной разработки изучаемых месторождений (в течение 9—14 лет) пластовые давления в залежи значительно понизились (в среднем почти в 2 раза) (табл. 13). Продуктивный горизонт стал характеризоваться техногенным аномально низким пластовым давлением.

С целью изучения возможности выделения зон аномально низких поровых давлений в глинистых покрышках залежей с АНПД были рассмотрены геолого-геофизические материалы по 20 скважинам перечисленных выше месторождений. В комплексе геофизических исследований наиболее полно были представлены методы электрометрии, а также ультразвуковой метод. Для решения поставленной задачи использовалась известная методика кривых нормально уплотненных глин.

Результаты интерпретации данных электрометрии показали, что удельное электрическое сопротивление глин по разрезам скважин меняется в пределах 0,5—10 Ом·м. Заметное влияние на сопротивление глин оказывает изменение минерализации пластовых вод. Тем не менее, с помощью методов электрометрии почти во всех рассматриваемых скважинах четко выделяются зоны аномально низких поровых давлений (рис. 90). Хорошие результаты получены при изучении техногенной зоны АНПОД ультразвуковым методом (см. рис. 90). Разброс значений интервального времени пробега упругих волн Δt при построении кривой нормально уплотненных глин оказался меньше, чем по данным сопротивлений. Изменение минерализации вод также не оказало существенного влияния.

Следует отметить, что расформирование зоны аномально высокого порового давления, которое было характерно для глинистых пород-покрышек в начале разработки залежей, произошло не полностью. Это наблюдается на рис. 90 по снижению удельного

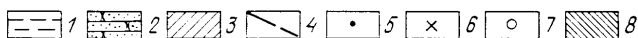
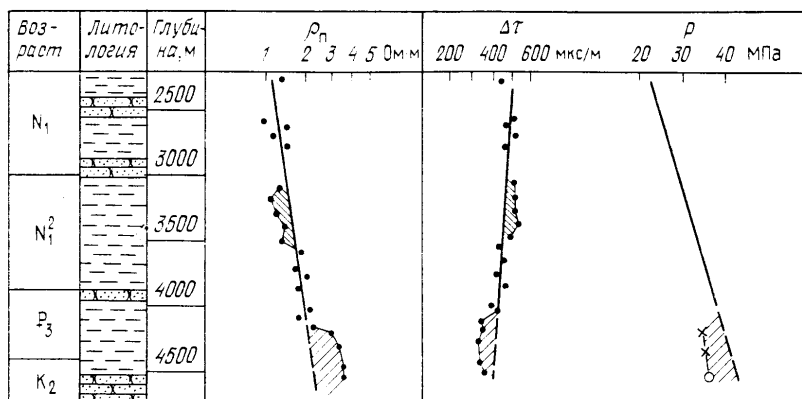


Рис. 90. Выделение глинистых покрышек с техногенным anomalно низким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 76 площади Брагуны.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона АНПоД; 4 — кривая нормально уплотненных глин; 5 — измеренное значение геофизического параметра в глинах; 6 — вычисленное значение АНПоД по данным электрометрии; 7 — значение АНПоД, измеренное глубинным манометром; 8 — зона остаточного АВПоД

электрического сопротивления и увеличению Δt по сравнению с кривой нормально уплотненных глин. Мощность зоны остаточного АВПоД по разным скважинам составляет от 400 до 700 м.

Результаты расчетов anomalно низких поровых давлений в скважинах Терско-Сунженской нефтегазоносной области были приведены к кровле пласта-коллектора с АНПоД и сопоставлены с данными замеров давлений глубинными манометрами. Среднее относительное расхождение результатов определения значений давлений по данным электрометрии с результатами прямых замеров по 20 скважинам изучаемого района составило от —3 до 2 %, по данным ультразвукового метода по четырем скважинам погрешность оценки от —5 до 1 %.

Искусственно созданные anomalно низкие пластовые давления могут встречаться при разведочном бурении в залежах, которые еще не подверглись эксплуатации. В данном случае продуктивный горизонт мог интенсивно разрабатываться на соседних структурах и давление в нем снизилось до anomalно низких значений. Здесь важно выявить зону АНПоД и оценить величину давления для оперативного управления процессом бурения скважин.

Проведенные исследования показали возможность выделения геофизическими методами исследования скважин техногенных зон АНПоД и количественной оценки давлений по известной методике кривых нормально уплотненных глин.

IV.4. СРЕДНЕКУРИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН

Особенности геологического строения

Среднекуринский нефтегазоносный район территориально расположен на востоке Закавказской нефтегазоносной провинции и вместе с Верхнекуринской нефтегазоносной областью приурочен к Картлийской впадине. Картлийская впадина (Г. Е. Рябухин и др., 1969 г.), отвечающая восточному погружению Грузинской глыбы, сложена почти горизонтально залегающими отложениями мела и неогена незначительной мощности. Бортовые части впадины осложнены складчатостью, интенсивность которой уменьшается к центру. По бортам впадины, соответствующим зонам развития максимальных мощностей олигоцена (южный борт) и миоцена (северный борт), установлены крупные, но узкие и крутые, обычно разорванные и опрокинутые на юг складки. Центральная часть ее занята синклинорием, осевая зона которого выполнена толщей миоцен-плиоценовых моласс; по краям зоны расположены выходы отложений миоцена и местами майкопа.

Верхнетретичные отложения синклинория смяты в складки, опрокинутые и надвинутые в южном направлении. На юге отделенные от синклинория зоной разрывов протягиваются опрокинутые к северу складки северного склона Аджаро-Триалетского антиклинория, сложенного породами от мелового до верхнеплиоценового возраста. В восточной части этой зоны находится представляющий наибольший интерес в отношении нефтегазоносности Притбилисский район.

В основу схемы тектонического строения Притбилисского района положен современный структурный план вулканогенно-осадочных образований среднего эоцена. Согласно этой схеме, Притбилисский район по кровле среднего эоцена рассечен серией разломов широтного, субмеридионального и меридионального направлений. Некоторые из них отмечаются в фундаменте и характеризуются как глубинные. Согласно тектонической схеме, восточная окраина Аджаро-Триалетской системы, или Притбилисский район, территориально охватывает площадь, приблизительно ограниченную с запада долиной р. Куры от г. Мцхета на севере и до г. Рустави на юге. Эта линия условно соответствует трассе глубинного разлома в фундаменте, который, возможно, нарушает в пределах г. Тбилиси выходящие на поверхность среднеэоценовые отложения.

Влияние разлома отражается на гидрогеологической картине района. Восточнее разлома степень минерализации среднеэоценовых вод резко возрастает.

Гидродинамические особенности разреза изучаемого района и возможная природа образования аномально низких пластовых давлений рассмотрены в подразд. III.1.2.

Результаты определения АНПоД и перспективы прогнозирования АНПД

Аномально низкие пластовые давления в Притбилисском нефтяном районе встречаются в отложениях среднего эоцена на глубинах 2200—3000 м. Коэффициент аномальности достигает значе- ний 0,75—0,95.

С целью выделения зон АНПоД в разрезе изучаемого района рассмотрены материалы ГИС по 19 скважинам площадей Сам- гори-Патардзеули и Ниноцминда. Используются данные электро- метрии, нейтронного гамма- и ультразвукового методов (рис. 91).

Для количественной оценки АНПоД применены методики кри- вых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой.

Результаты интерпретации материалов электрометрии пока- зали, что удельное электрическое сопротивление глин по разрезу скважин изменяется от 1 до 10 Ом·м. Изменение минерализации вод в изучаемом районе оказывает существенное влияние на удельное электрическое сопротивление глин на глубинах до 1000 м, что заметно по отклонению значений от линии нор- мально уплотненных глин. Такое влияние изменения минерализа- ции вод наблюдается повсеместно на месторождении Самгори— Патардзеули.

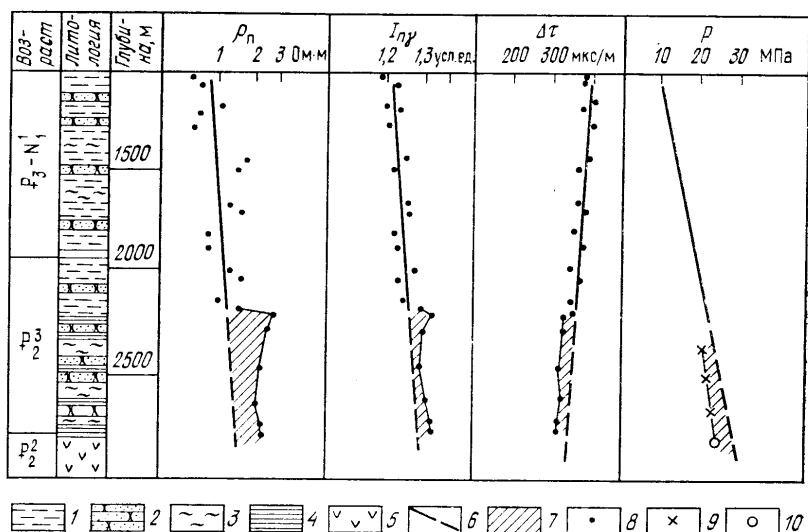


Рис. 91. Выделение глинистых покрышек с аномально низким поровым давлением по данным электрометрии, НГМ и ультразвукового метода в скв. 78 площади Самгори.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — аргиллит; 5 — туфы и туффиты; 6 — кривая нормально уплотненных глин; 7 — зона АНПоД; 8 — измеренное значение геофизического параметра; 9 — вычисленное значение АНПоД по данным НГМ; 10 — значение АНПоД, измеренное глубинным манометром

Количественная оценка величин АНПоД, проведенная по данным электрометрии, НГМ и ультразвукового метода, показала, что наиболее точные результаты получены по материалам нейтронного гамма-метода. Среднее относительное расхождение расчетных величин давления, определенных по данным электрометрии по 11 скважинам, и результатов прямых замеров манометрами составило от -6 до $4,5$ %. Среднее отклонение порового давления по данным НГМ по шести скважинам не превысило ± 3 %.

Для вычисления значений АНПоД по методике компрессионной кривой по данным электрометрии были определены параметры K_X и b_X . По 10 скважинам месторождения Самгори—Патардзеули значения K_X и b_X изменяются соответственно от $0,04$ до $0,053$ и от $-0,48$ до $-0,64$.

Величины АНПоД, рассчитанные по средним значениям параметров компрессионной кривой, отличаются от расчетных значений поровых давлений, определенных по параметрам K_X и b_X каждой скважины, на $6-9$ %. Среднее относительное расхождение рассчитанных по методике компрессионной кривой величин и данных замеров практически не отличается от результатов, полученных по методике кривых нормально уплотненных глин.

Таким образом, результаты определения глубин залегания зон АНПоД и величин порового давления в глинистых толщах на месторождениях Притбилисского нефтяного района свидетельствуют о возможности использования различных методов ГИС для выделения зон АНПоД и прогнозирования аномально низких пластовых давлений в этом районе.

IV.5. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ СРЕДНЕЙ АЗИИ

В состав нефтегазоносных провинций Средней Азии входят: 1) Туранская провинция мезозойского нефтегазонакопления; 2) Западно-Туркменская провинция кайнозойского нефтегазонакопления; 3) Тяньшань-Памирская провинция межгорных впадин преимущественно кайнозойского и мезозойского нефтегазонакопления.

Наиболее полно в работе рассмотрены возможности прогнозирования аномальных давлений в нефтегазоносных областях Амударьинской синеклизы, принадлежащих к Туранской провинции. Некоторые данные приведены по Ферганской и Афгано-Таджикской нефтегазоносным областям Тяньшань-Памирской провинции межгорных впадин.

Особенности геологического строения Амударьинской синеклизы

Амударьинская синеклиза расположена в южной, наиболее глубоко погруженной, части Туранской плиты. Геологический разрез этого района состоит из фундамента, промежуточного комплекса пород и осадочного чехла. Глубина залегания фундамента

в окраинных частях синеклизы составляет 2—4 км, во внутренней части — 10—15 км. Промежуточный пермо-триасовый комплекс развит почти повсеместно, за исключением северо-восточной окраины синеклизы (Бухарская ступень). Мощность этих отложений по данным сейсмических наблюдений от 3 до 7 км. Осадочный чехол состоит из юрских, меловых, палеогеновых и неоген-антропогенных отложений.

Внутри Амударьинской синеклизы выделяются два крупных тектонических элемента: Амударьинская впадина на севере и Мургабская на юге. Впадины разделены между собой Репетек-Келифской зоной разломов. Внутри каждой впадины выделяются структурные элементы более низкого порядка (валы, прогибы и т. д.).

Осадочный чехол в пределах Амударьинской синеклизы состоит из юрских, меловых, палеогеновых и неоген-антропогенных отложений. Юрские отложения подразделяются на нижне-среднеюрскую терригенную, келловей-оксфордскую карбонатную и кимеридж-титонскую эвапоритовую формации.

Мощность нижне-среднеюрских отложений изменяется в широких пределах — от первых сотен метров на поднятиях до 1000 м в прогибах. Эти отложения наиболее полно вскрыты и изучены [31] в северо-восточной части Амударьинской впадины (Бухарская и Чарджоуская ступени). Разрез этих осадков в нижней части сложен, в основном, песчаниками, алевролитами, глинами и аргиллитами, в средней — аргиллитоподобными глинами и алевролитами и в верхней — песчаниками, алевролитами и глинами. Для этих отложений характерно линзовидное чередование коллекторов и флюидоупоров. В верхней части формации регионально прослеживается 20—100-метровая пачка глин, являющаяся регионально выдержанной покрывкой.

На значительной части территории Амударьинской синеклизы нижне-среднеюрские отложения залегают на больших глубинах и бурением не вскрыты.

Келловей-оксфордские карбонатные отложения распространены на всей территории региона, за исключением приподнятых частей Бадхыз-Карабильской ступени. Нижнекелловейские отложения характеризуются, в основном, глинистыми и глинисто-карбонатными породами. От среднего келловей до конца оксфорда происходило накопление карбонатных отложений. Зона максимальных прогибаний келловей-оксфордского седиментационного бассейна и соответственно максимальной мощности этих осадков приходится на центральные части Амударьинской синеклизы. Мощность отложений меняется от 200 до 600 м и более. По периферии бассейна происходит замещение карбонатных отложений терригенным материалом.

Характер распределения пород-коллекторов по разрезу и по площади неравномерный. И все же коллекторы концентрируются преимущественно в верхней и нижней частях разреза. Разделяет их мощная толща глинистых известняков, являющаяся внутриформационной покрывкой.

Келловей-оксфордские карбонатные отложения перекрываются мощной соленосной толщей гаурдакской свиты кимеридж-титонского возраста. К прибортовым частям Амударьинской синеклизы соли выклиниваются, при этом в южной и восточной частях их распространение контролируется глубинными разломами.

Глубина залегания соленосных отложений меняется в широких пределах. Выходы на поверхность наблюдаются на юго-восточной окраине синеклизы, в юго-западных отрогах Гиссарского хребта и в центральной части синеклизы, вдоль Репетек-Келифской тектонической линии. Эта зона дислокаций служит границей между Мургабской и Амударьинской впадинами. Мощности отложений в пределах зоны искажены соляной тектоникой. В некоторых складках высота соленосного штока достигает 3000 м (площадь Репетек), 4000 м (площадь Донгузсырт), при этом возраст покровных осадков самый различный. Максимальные мощности соленосной толщи приурочены к осевой зоне бассейна, по всем направлениям от нее мощности закономерно уменьшаются.

Юрские отложения почти повсеместно несогласно перекрываются меловыми осадками. Особенно это характерно для бортовых зон. Мел-палеогеновые отложения состоят из неокомских терригенно-карбонатных красноцветов, апт-сеноманских сероцветных терригенных и турон-палеогеновых глинисто-карбонатных образований.

В средней части неокомских отложений (готерив) выделяется пачка красноцветных песчаников, так называемый шатлыкский продуктивный горизонт, распространенный на большей части Амударьинской синеклизы. Это основной продуктивный горизонт Юго-Восточной Туркмении.

Лежащие выше шатлыкского горизонта неокомские отложения сложены глинисто-карбонатными осадками, отличаются выдержанностью по территории и в основном выполняют роль покрывки над шатлыкским горизонтом.

Апт-сеноманские отложения представлены преимущественно глинистыми образованиями с подчиненными прослоями песчаников, алеволитов и карбонатов. Коллектора в этих осадках развиты только на периферии синеклизы. Апт-сеноманские отложения служат главным образом региональным флюидоразделом.

Турон-палеогеновые глинисто-карбонатные породы сложены чередующимися пачками глин, мергелей и известняков. Коллекторами в этом комплексе отложений являются известняки палеоцена и реже маастрихта. Туронские и эоценовые глины являются регионально выдержанными покрывками.

Геологический разрез отложений Амударьинской синеклизы (за исключением отдельных площадей на северо-востоке) завершается неоген-антропогеновыми отложениями, представленными, в основном, молассовидными образованиями.

Нефтегазоносные области Амударьинской синеклизы входят в состав крупного Каракумского (Амударьинского) гидрогеологи-

ческого бассейна, в пределах которого выделяются юрский, неоком-аптский и альб-сеноманский водонапорные комплексы [33].

Различие между этими водонапорными комплексами отражается в характере проявления максимальных значений приведенных напоров. Максимальные значения приведенных напоров в юрском водонапорном комплексе (вблизи естественных выходов (горных сооружений) меньше, чем в неоком-аптском и альб-сеноманском комплексах. Это указывает на то, что влияние горных сооружений, как областей питания, вниз по разрезу уменьшается. В пределах Бешкентского прогиба, Мургабской впадины и центральных районов Амударьинской впадины значения приведенных напоров юрского водонапорного комплекса намного превышают величины напоров неоком-аптского и альб-сеноманского комплексов. По-видимому, для этой части бассейна характерно создание напора за счет выжимания вод в процессе уплотнения пород под действием все возрастающей геостатической нагрузки, т. е. для юрского комплекса характерен элизионный водонапорный режим. Воды, генетически связанные с инфильтрационным режимом, здесь развиты крайне ограниченно.

Для неоком-аптского и особенно альб-сеноманского комплексов характерны воды смешанного генезиса.

Особенности водонапорных комплексов оказали существенное влияние на формирование современных пластовых давлений, в том числе и аномальных.

АВПД в подсолевых верхнеюрских отложениях (K_a до 1,7) приурочены к южной, наиболее погруженной части Амударьинской синеклизы (Мургабская впадина, юго-восточная часть Чарджоуской ступени, Бешкентский прогиб). В надсолевых отложениях АВПД встречены исключительно на территории Мургабской впадины.

Исследования Т. Иламанова позволили выявить природу образования аномально высоких давлений. Так, механизм образования АВПД в подсолевых отложениях Т. Иламанов связывает с интенсивным прогибанием территории на всех этапах ее развития, т. е. с накоплением мощных толщ осадочных образований (в значительной степени за неоген-четвертичное время), а также с особенностями формирования карбонатных и соленосных толщ-покрышек. В пределах Бешкентского прогиба на образование АВПД, кроме отмеченных выше факторов, оказывают влияние тектонические напряжения, обусловленные новейшей тектонической активностью района.

Надсолевые глинистые отложения альб-мелового возраста Мургабской впадины имеют аномально высокое поровое давление, вызванное интенсивным прогибанием впадины в мезозой-кайнозой и отставанием темпа разгрузки седиментационных вод. В то же время нижележащие готеривские продуктивные отложения, за исключением отложений на площадях Бадхыз-Карабильской ступени, характеризуются нормальным гидростатическим давлением. Этот факт объясняется существованием в составе осадков

готерива регионально выдержанного в этом районе шатлыкского горизонта. Имея высокие коллекторские свойства и региональное распространение, этот горизонт перераспределяет дополнительные порции флюидов, получаемые из уплотняющихся альб-верхнемеловых глинистых толщ с АВПоД.

В готеривских отложениях АВПД обнаружены лишь в пределах Бадхыз-Карабильской ступени ($K_a = 1,3 \div 1,4$). На Карабильской части ступени аномальные давления объясняются наличием мощных толщ альб-верхнемеловых глин, высокими скоростями осадконакопления в неоген-четвертичное время, гидродинамической изолированностью структур от региональной водонапорной системы. В Бадхызской части ступени превышение пластовых давлений над нормальным гидростатическим ($K_a = 1,2 \div 1,3$) обусловлено большим этажом газоносности, создающим избыточные давления за счет разности плотностей флюидов.

АВПД в титонских отложениях верхней юры вызваны высокой глинистостью разреза, изолированностью коллекторских пластов от региональных водонапорных систем и интенсивностью осадконакопления в новейшее время.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования АВПД в нефтегазоносных областях Амударьинской синеклизы

Зоны аномально высоких поровых давлений на территории Амударьинской синеклизы были выделены с помощью электрометрии скважин (метода сопротивлений) и нейтронного гамма-метода. Количественные значения аномальных поровых давлений получены с использованием двух методик: кривых нормально уплутненных глин и компрессионной кривой.

Определение АВПоД в надсолевых отложениях Мургабской впадины сложностей не вызвало ввиду наличия мощных глинистых толщ. К сожалению, малочисленность прямых замеров пластовых давлений не позволяет однозначно оценить фактические расхождения поровых и пластовых давлений. Тем не менее, расхождения результатов определения поровых давлений по электрометрии (8 скважин в готеривских отложениях площадей Карабильской ступени) с данными прямыми замеров пластовых давлений не более 5 % (в среднем от $-0,5$ до 2 %).

Определенные в титонских отложениях АВПоД сравнивались со значениями пластовых давлений, рассчитанных по плотности промывочной жидкости (площади Яшлар и Шатлык). Во всех случаях плотность ПЖ была завышенной. Еще на нескольких площадях Мургабской впадины (Байрамали, Майское, Южная Иолатань) по данным ГИС глинистые толщи титона выделены, как толщи с аномально высоким поровым давлением. Однако проявлений аномальных давлений не наблюдалось, по-видимому, из-за отсутствия в разрезе коллекторов.

В подсолевых карбонатных отложениях келловей-оксфордского возраста выделить зоны и оценить значения аномальных поровых

давлений значительно сложнее, чем в надсолевом комплексе, поскольку среди мощной толщи карбонатных осадков трудно найти пласты глин. Тем не менее, по шести площадям исследуемой территории удалось провести расчет поровых давлений и сравнить их с данными прямых замеров.

При определении АВПоД в подсолевых отложениях были использованы электрометрия и нейтронный гамма-метод. Результаты, полученные по данным метода сопротивления, оказались немного заниженными относительно замеренных пластовых давлений. Расхождение составило от $-3,5$ до $-6,5$ %.

Результаты определений поровых давлений, по данным НГМ, лучше согласуются с замеренными значениями пластовых давлений (расхождение от $-0,3$ до $-4,3$ %). Однако применение НГМ для оценки АВПоД сопряжено с определенными трудностями. Это, прежде всего, разномасштабность проведенных исследований в разных интервалах разреза. Поэтому перед использованием НГМ для расчета поровых давлений все замеры должны быть приведены к единому масштабу с помощью двойного разностного параметра.

Следует отметить, что на ряде площадей (Ходжамбас, Учаджи и др.) продуктивные отложения вскрывались на сильно переутражденном растворе. При больших репрессиях на карбонатный пласт-коллектор, где преимущественно развита трещинная пористость, может образоваться глубокая зона проникновения, коллекторы сильно заглинизируются, что затруднит не только использование геофизики для однозначного заключения, но и значительно усложнит последующее освоение скважин. Поэтому при дальнейших поисковых работах рекомендуется при бурении скважин принимать во внимание значения поровых давлений, рассчитанные по данным ГИС.

На основании проведенных исследований установлена принципиальная возможность использования метода компрессионной кривой для количественной оценки аномальных давлений в подсолевых карбонатных отложениях. Это, в свою очередь, позволило использовать параметры компрессионной кривой для районирования изучаемой территории с целью эффективного прогнозирования АВПД на новых разбуриваемых площадях.

Ранее (см. разд. III.2) было отмечено, что метод компрессионной кривой может быть использован для прогнозирования АВПД в районах со сложным геологическим строением, где пласты глин встречаются редко и неравномерно и имеются трудности при построении кривой нормального уплотнения. Этим отличается территория Амударьинской синеклизы, где мощность осадочного чехла меняется от 2—4 до 10—15 км, причем во внутренних, наиболее погруженных, частях наблюдается наибольшая мощность и полнота разреза, а в окраинно-приподнятых частях отмечается сокращение мощностей и выпадение из разреза отдельных стратиграфических подразделений.

От центральной к окраинным частям синеклизы уменьшаются и мощности глинистых отложений, причем в подсолевой карбонатной толще глинистые пласты встречаются очень редко. Так, например, на площади Сундукли в 200-метровом карбонатном разрезе, вскрытом скв. 3, удалось выделить только один пласт глин мощностью 4 м. На площади Гирсан (скв. 2) из 250-метровой толщи карбонатных осадков выделяются два пласта глин мощностями соответственно 3 и 4 м.

Для оценки возможностей прогнозирования АВПД методом компрессионной кривой были изучены геолого-геофизические материалы по 18 площадям Амударьинской синеклизы. Определенные по этой методике давления сравнивались с результатами, полученными по известной методике кривых нормально уплотненных глин и данным прямым замеров пластового давления в коллекторах. Для каждой изучаемой скважины по надсолевой части разреза были построены кривые нормально уплотненных глин, которые в дальнейшем были обобщены для конкретных площадей в виде средних кривых.

Рассмотрение этих зависимостей позволило установить, что по одним тектоническим зонам эти «кривые» очень близки друг к другу, в то же время для областей, различающихся историей геологического развития, они значительно различаются. Это показывает, что в пределах даже одной синеклизы каждому стратиграфическому интервалу разреза в зависимости от возраста, мощности, литофациальной характеристики были свойственны специфические условия уплотнения осадочных пород. Это удалось подтвердить количественно сравнением значений параметров компрессионной кривой K_x и b_x для различных площадей Амударьинской синеклизы. По этим данным была построена схематическая карта изменения параметров K_x и b_x на изучаемой территории. Использование полученных данных для оценки поровых давлений в конкретных скважинах дало хорошие результаты при сопоставлении их с прямыми замерами пластового давления глубинными манометрами. Расхождение результатов не превышает 5—8 %, что свидетельствует о надежности значений поровых давлений, получаемых с помощью методики компрессионной кривой на исследуемой территории.

Кроме того, анализ изменения параметров компрессионной кривой позволяет проследить и объяснить геологические особенности формирования этого района. Например, такие наиболее погруженные тектонические зоны, как Захметская моноклинали и Сандыкачинская зона прогибов, характеризуются значениями $K_x = 0,0023 \div 0,0025$, $b_x = (-0,33) \div (-0,36)$ (рис. 92). В то же время на наиболее приподнятых участках, где полнота разреза мезозойских отложений резко сокращена, имеются значительные размывы, происходит существенное уменьшение коэффициента b_x . Для площадей Чарджоуской, Бадхыз-Карабильской ступеней, Багаджинского выступа b_x составляет $(-0,12) \div (-0,15)$.

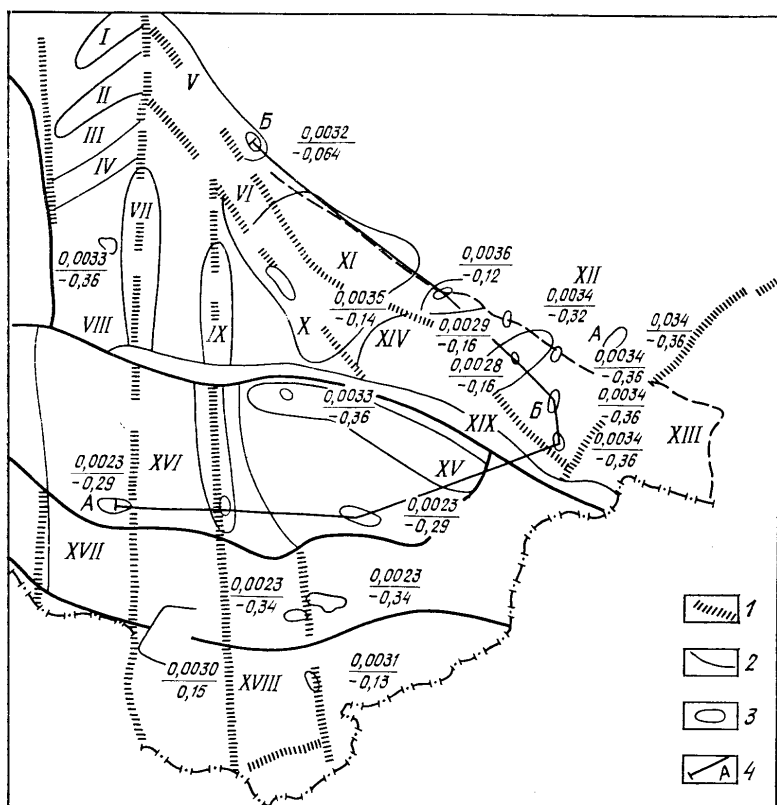


Рис. 92. Распределение параметров компрессионной кривой K_x и b_x по территории Амударьинской синеклизы (тектоническая основа по Л. Н. Смирнову).

Валы: I — Ачакский, II — Измаильский, IV — Кирпичлинский, V — Султансанджар-Гугуртлинский, VII — Восточно-Унгузский, IX — Кусашорский, X — Багаджинский, XV — Учаджи-Кулачский; прогибы: III — Балкунский, VI — Измаильский, VIII — Илимский, XII — Бешкентский, XIII — Предъюжногиссарский внешнеорогенный; XIV — Карабекаульский; XI — Чарджоуское поднятие; XVI — Захметская моноклинал; XVII — Сандыкачинская зона прогибов; XVIII — Бадхыз-Карабильская ступень; XIX — Репетек-Калифская зона дислокаций. 1 — глубинные тектонические разломы; 2 — границы структурных элементов; 3 — контуры отдельных структур; 4 — линия профилей А-А (см. рис. 106), Б-Б (см. рис. 107). В числителе — значения K_x , в знаменателе — b_x .

Отмеченные закономерности еще отчетливей проявляются на геологическом профиле (рис. 93), проходящем от юго-западной части Бешкентского прогиба (площадь Ходжамбас скв. 3, Гирсан скв. 2), через Сундуклинское поднятие (площадь Сундукли скв. 3), Денгизкульский вал (площадь Самантепе скв. 2) до Гугуртлинского вала (площадь Гугуртли скв. 2). На профиле видно, что наиболее погруженной частью изучаемой территории является Бешкентский прогиб. Он испытывал длительное и устойчивое прогибание на протяжении всего мезозой-кайнозойского периода, в результате чего происходило закономерное увеличение толщины всех стратиграфических комплексов. Далее по профилю

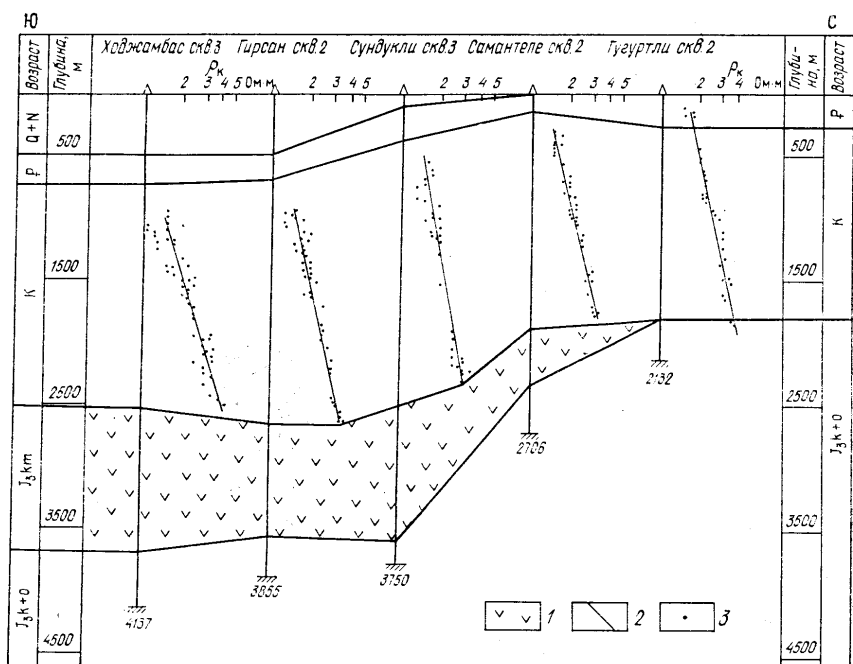


Рис. 93. Корреляционная схема кривых нормально уплотненных глин по профилю площадей Ходжамбас—Гугуртли.

1 — отложения соли; 2 — кривая нормально уплотненных глин; 3 — значения удельного электрического сопротивления глин

происходит сокращение мощностей отложений, в первую очередь неоген-четвертичных. Так, в районе площадей Ходжамбас и Гирсан мощность неоген-четвертичных отложений составляет 500 м, в то же время на структурах Гугуртлинского вала мощность этих отложений составляет всего лишь 20 м.

Анализ значений параметров компрессионной кривой, рассчитанных для площадей этого профиля, указывает на четкую закономерность изменения b_x в зависимости от мощности мезозой-кайнозойских, в первую очередь неоген-четвертичных отложений. Значение b_x изменяется от $-0,36$ в наиболее погруженных частях Бешкентского прогиба до $-0,064$ в наиболее приподнятых частях Гугуртлинского вала. В то же время отмечено, что K_x изменяется значительно меньше, сохраняясь в пределах $0,0028—0,0036$.

Изучение подобных закономерностей вместе с другими факторами, в первую очередь с данными о породах-покрышках, позволяет судить о возможной природе образования аномальных давлений. Так, АВПД в пределах Бешкентского прогиба (площадь Ходжамбас, скв. 3; площадь Гирсан, скв. 2) с коэффициентом ано-

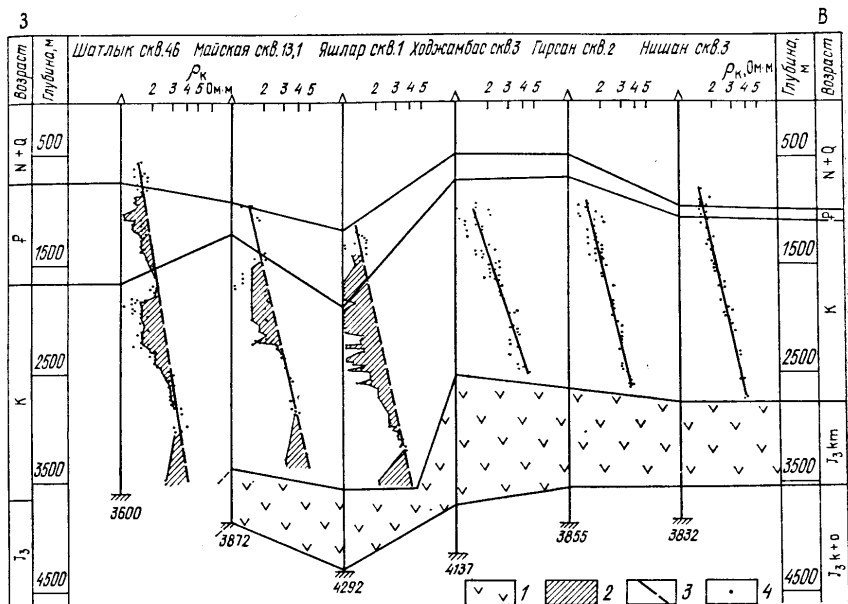


Рис. 94. Корреляционная схема кривых нормально уплотненных глин по профилю Шатлык—Нишан.

1 — соль; 2 — зона АВПОД; 3 — кривая нормально уплотненных глин; 4 — значения удельного электрического сопротивления глин

мальности $K_a = 1,68$ (рис. 94), по-видимому, связаны с интенсивным прогибанием территории в мезозой-кайнозойский период и накоплением мощных толщ осадков, особенно в неоген-четвертичное время (мощность отложений 500 м), а также с наличием 1000-метровой толщи солей, являющихся совершенной покрывкой. Это подтверждается еще и тем, что в пределах Чарджоуского поднятия (см. рис. 93, площадь Самантепе скв. 2, Гугуртли скв. 7), где наблюдается сокращение мощности мезозой-кайнозойских отложений (мощность неоген-четвертичных отложений составляет всего 20 м) и выпадение из разреза некоторых стратиграфических подразделений (соленосные отложения в пределах Гугуртлинского вала выклиниваются), имеют место нормальные гидростатические давления.

Результаты выделения зон аномально высоких давлений и определения величин этих давлений по данным методов ГИС в пределах Амударьинской синеклизы показывают, что прогнозирование АВПОД в этом районе возможно по данным электрических и радиоактивных методов с применением, в первую очередь, методики компрессионной кривой. Использование схематической карты распределения параметров K_x и b_x позволит эффективно и

оперативно прогнозировать пластовые давления на новых разбуриваемых площадях.

Совместный анализ геолого-геофизических материалов с данными изменения параметров компрессионной кривой позволяет судить о полноте геологического разреза, условиях уплотнения осадочных горных пород и формирования их поровых и пластовых давлений.

Особенности геологического строения Ферганской нефтегазоносной области

Ферганская впадина — крупный и сложный синклиниорий внутри Тянь-Шаньской герцинской складчатой зоны, переработанной позднейшими мезозой-кайнозойскими тектоническими движениями. Она делится на ряд концентрически расположенных зон: палеозойское обрамление, зоны предгорий, адыр и центральную равнину. 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 несколько тектонических зон: южную складчатую, северную и центральную. В южную тектоническую зону входят подзоны (с запада на восток): Рават-Шорсуйская, Северо-Сахская и Паланташская. 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 юрское время составляет 640 м. На границе юрской и меловой эпох Ферганская впадина претерпела кратковременное воздымание. Произошел размыв верхней части ранее отложившихся юрских осадков на сводах структур III порядка. Поэтому в начальный период нижнемеловой эпохи происходит накопление конгломератов мощностью до 300 м. Затем по мере углубления моря конгломераты сменяются песчаниками, глинами, известняками мощностью 25—175 м. В конце раннемелового времени наступает регрессия моря и господствует континентальное осадконакопление.

В верхнемеловую эпоху регрессия сменяется трансгрессией моря. В морском бассейне накапливаются глины, песчаники, известняки и доломиты. Амплитуда прогибания в этот период составляет 120—730 м.

Палеогеновая эпоха характеризуется морским режимом. В бурхарское время в южных и восточных частях бассейна существовала лагуна, в которой отлагались глины с прослоями известняков и доломитов мощностью 20—90 м. В эоценовый и олигоцен-

вый периоды прогибание бассейна незначительно — 100—580 м. В это время здесь накапливались глины, известняки, местами ангидриты. В неогеновую и плейстоценовую эпохи произошло резкое прогибание центральных частей бассейна и воздымание горного обрамления. Амплитуда прогибания достигла 4300 м. Такое интенсивное прогибание, по-видимому, создало условия для образования в этом районе аномально высоких пластовых давлений в процессе гравитационного уплотнения горных пород.

Месторождения, рассмотренные в настоящей работе, расположены в северной тектонической зоне.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования зон АВПоД в Ферганской нефтегазоносной области

Аномально высокие пластовые давления в Ферганской межгорной впадине встречены в отложениях от палеогенового до палеозойского времени на глубинах 3500—4500 м. Коэффициент аномальности здесь от 1,5 до 2 и более. В этом районе рассмотрены материалы по шести скважинам двух месторождений: Наманганского и Уч-Курганского.

Для качественного выделения зон аномальных поровых давлений использовались электрометрия, нейтронный гамма-метод и метод рассеянного гамма-излучения (рис. 95).

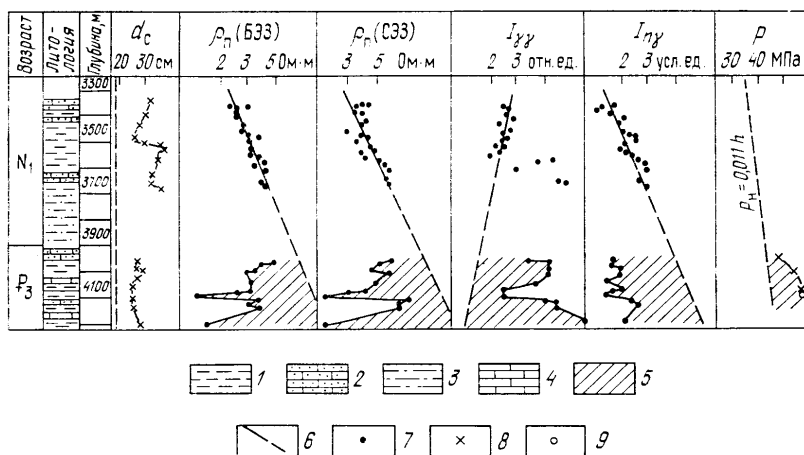


Рис. 95. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным БЭЗ, СЭЗ, ГГМ и НГМ в скв. 1 площади Уч-Курган (Ферганская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — известняк; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — кривая нормально уплотненных глин; 7 — измеренное значение геофизического параметра; 8 — вычисленное значение аномального порового давления по данным электрометрии; 9 — значение аномально высокого давления, измеренного глубинным манометром

Количественная оценка аномальных поровых давлений в рассматриваемых скважинах была проведена по данным электрометрии и ГГМ. Поскольку методика определения аномального порового давления с помощью методов электрометрии была довольно подробно описана ранее, приведем только результаты оценки.

Значения аномально высоких поровых давлений, полученные с помощью электрических методов (см. рис. 95), во всех шести рассматриваемых скважинах дали близкие результаты к данным замеров глубинными манометрами и расчетов по плотности промысловой жидкости. Среднее относительное расхождение результатов составило от $-2,2$ до $6,5$ %.

В Ферганской нефтегазоносной области достаточно уверенно можно выделять зоны аномальных поровых давлений с помощью нейтронного гамма-метода. Примером может служить определение аномально высокого порового давления по данным НГМ в скв. 1 площади Уч-Курган. Среднее относительное расхождение порового давления, определенного с помощью НГМ, с давлением, полученным по плотности ПЖ, составило -8 %.

С помощью метода рассеянного гамма-излучения аномальные поровые давления в этой области были выделены в трех скважинах площадей Наманган и Уч-Курган. Методика выделения и определения аномального давления по данным метода рассеянного гамма-излучения рассмотрена подробно на примере скв. 22 площади Наманган (см. разд. III.2, рис. 66), в котором было отмечено, что величина аномального порового давления, полученная по ГГМ, хорошо согласуется с данными о величине пластового давления, полученными другими методами. На рис. 95 изображен пример определения аномального давления с помощью метода рассеянного гамма-излучения. Средняя ошибка в определении пластового давления по геофизическим данным не превышает ± 7 %. Тем не менее, необходимо отметить, что основное искажающее влияние на результаты метода рассеянного гамма-излучения оказывают неровности поверхности скважины и большие каверны (см. рис. 95, интервал 3575—3680).

Влияние этих факторов можно уменьшить, применяя для геофизических исследований приборы с двумя приемниками γ -излучения и используя хорошо отработанную методику поправки за промежуточный слой. Это позволит увеличить перспективы использования этого метода для прогноза зон АВПД.

Таким образом, первые опыты выделения зон АВПД в отложениях Ферганской межгорной впадины дали положительные результаты. Необходимо отметить, что геофизические методы электрометрии и радиометрии позволили достаточно четко выделить зоны аномальных поровых давлений и определить количественные значения поровых давлений. Перспективно в этом районе применение ультразвукового метода в процессе бурения скважин, а также использование сейсморазведки до бурения скважин. Необходимо провести опытные работы в этом направлении.

Особенности геологического строения Афгано-Таджикской нефтегазоносной области

Афгано-Таджикская впадина входит в эпиплатформенную орогеническую область Туранской плиты и представляет собой типичную межгорную впадину, расположенную внутри складчатых областей палеозойского возраста.

Современный структурно-тектонический план Афгано-Таджикской впадины разбит системой продольных и поперечных глубинных разломов на ряд изолированных блоков. В части Афгано-Таджикской впадины, расположенной на территории СССР, можно выделить ряд крупных геоструктурных элементов. К региональным поднятиям относятся: Байсун-Куштанская мегантиклиналь; Кафирниганский и Обигармский антиклинории; к региональным впадинам — Сурхандарьинский, Вахшский и Кулябский синклинории, а также Предгиссарский (Душанбинский) прогиб.

В истории формирования Афгано-Таджикской впадины намечаются три цикла, каждый из которых начинается быстрым опусканием и заканчивается воздыманием дна седиментационного бассейна. 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 — скорость накопления до 50 м/млн лет, в палеоценовом цикле отмечаются вялые движения и небольшие скорости осадконакопления — до 25 м/млн лет. В юрском цикле зоны устойчивых прогибаний приурочены к Сурхандарьинскому и Кулябскому прогибам. Амплитуда прогибания в эту эпоху составляет 700—2300 м. В нижнемеловом цикле наибольшие прогибания наблюдаются в Сурхандарьинском, Вахшском и Кулябском прогибах, где мощность накопившихся осадков более 1300 м. В позднемеловую эпоху дифференцированные погружения дна бассейна впадины сочетаются с кратковременными поднятиями, которые приводят к перерывам в осадконакоплении (предтуронский, предконьякский и предверхнекампанский перерывы). Усиленно размывается западная часть впадины. В Сурхандарьинском, Вахшском и Кулябском прогибах в это время существует морской режим.

Такой режим развития впадины в юрскую и меловую эпохи способствует накоплению глин, песчаников, алевролитов и известняков.

В палеоцен-эоценовое время почти вся территория Афгано-Таджикской впадины представляла собой область морского осадконакопления. Наибольшая амплитуда прогибания отмечается в южной и центральной частях депрессии — 1200 м. На рубеже эоцена и олигоцена усиливаются положительные движения, что приводит к кратковременным перерывам в осадконакоплении. Особенно глубоко размываются осадки Сурхандарьинского прогиба. Олигоценная эпоха — это регрессивная эпоха палеогенового цикла

формирования впадины. Только в конце олигоценового времени 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 накапливаются конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты и глины. В четвертичное время накопились осадки мощностью до 600 м.

Залежи нефти и газа в пределах данной нефтегазоносной области приурочены к нижне-среднеюрскому, верхнеюрскому, нижнемеловому, верхнемеловому и палеогеновому комплексам. В нефтегазоносном верхнеюрском комплексе коллекторами служат трещинные, кавернозно-пористые известняки, доломиты и ангидриты, покрывкой является галогенно-сульфатная толща кимериджа—титона.

В нижнемеловом карбонатно-терригенном комплексе коллекторы расположены в готеривском и барремском стратиграфических подразделениях, покрывкой являются терригенно-сульфатно-карбонатные отложения барремского яруса и глины нижнего апта. В верхнемеловом комплексе продуктивны отложения турона и сенона (Кызыл-Тушмук). В Вахшском и Сурхандарьинском прогибах верхнемеловые отложения отмечаются распространением аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности до 1,75—2,1).

В палеогеновом комплексе коллекторами служат трещиноватые известняки и доломиты, разделенные глинами и гипсами.

Все известные месторождения связаны с брахиантиклинальными складками.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования зон АВПД в Афгано-Таджикской нефтегазоносной области

В Афгано-Таджикской нефтегазоносной области залежи с АВПД вскрыты в меловых отложениях на глубинах 1500—2500 м с коэффициентами аномальности от 1,55 до 2,1 (рис. 96).

В скважинах месторождений Кичик-Бель, Кичик-Донгус, Амударья и др. зоны с аномально высоким поровым давлением были выделены по данным методов БЭЗ, СЭЗ и НГМ в соответствии с описанной выше методикой кривых нормально уплотненных глин. Особенно четко отмечается зона аномальных поровых давлений по графикам изменения удельного электрического сопротивления с глубиной, где сопротивление в аномальной зоне по сравнению с сопротивлением на линии нормального уплотнения глин снижается более чем в 4 раза.

Количественная оценка аномальных давлений, произведенная с помощью электрических методов по формуле (III.35), сопоставлялась с данными манометрических замеров. Причем, если среднее относительное расхождение определенных по БЭЗ давлений (четыре скважины, 11 определений) и данных манометрических

замеров составляет от $-6,3$ до $2,3$ %, средняя относительная ошибка определения порового давления по данным СЭВ (скв. 41 (46) Кичик-Бель, шесть определений) составила $-16,8$ %. По-видимому, такая ошибка связана с качеством геофизического материала.

Определение АВПоД с помощью НГМ в скв. 41 (46) площади Кичик-Бель довольно подробно изложено в разд. III.2 (см. рис. 67). Относительное расхождение результатов определения давления (три определения) с данными прямых замеров манометром составило от $-6,4$ до 15 %. Другой пример определения аномального давления в скв. 13 пл. Амударья приведен на рис. 96. Здесь зона аномально высокого порового давления хорошо выделяется с помощью бокового электрического зондирования в интервале глубин 1640—1975 м. В этой скважине были проведены также геофизические исследования с помощью метода сопротивления экранированного заземления и нейтронного гамма-метода. Однако исследования были выполнены только с глубины 1070 м, что существенно затруднило проведение линии нормально уплотненных глин и, следовательно, выделение зоны АВПоД. Тем не менее, на основании закономерности уплотнения глин, полученной с помощью метода бокового электрического зондирования, были построены подобные зависимости (кривые нормально уплотненных глин) для методов СЭЗ и НГМ. Это позволило не только достаточно четко выделить зону аномально высоких поровых давлений, но и произвести количественную оценку этих давлений.

Так, величина порового давления, определенная по НГМ, расходится с замерами глубинным манометром на -27 %, по данным электрометрии расхождение составило всего 5 %.

Таким образом, первые результаты, полученные при выделении зон АВПоД и определении значений аномального порового давления в меловых отложениях Афгано-Таджикской нефтегазоносной области, подтверждаются возможность использования для прогнозирования АВПД электрометрии и НГМ.

Перспективы прогнозирования АВПД в этой нефтегазоносной области можно связывать с применением ультразвукового метода и методов, основанных на изучении режима бурения, параметров промывочной жидкости и шлама. Следует провести опытные работы, а также исследовать возможность применения сейсморазведки для прогнозирования АВПД до бурения скважин.

IV.6. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Особенности геологического строения

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена в северо-западной части азиатского континента и территориально приурочена к Западно-Сибирской плите.

Западно-Сибирский седиментационный бассейн выполнен мезозой-кайнозойскими осадочными отложениями терригенного состава,

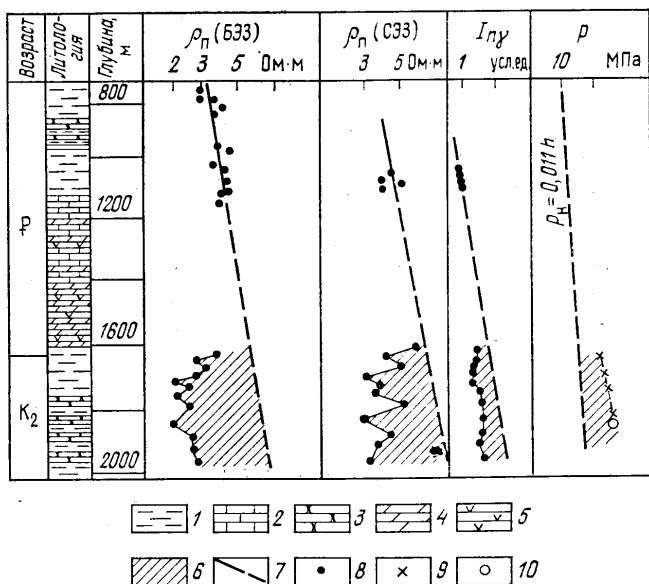


Рис. 96. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и НГМ в скв. 13 площади Амударья (Афгано-Таджикская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — мергель; 5 — гипс; 6 — зона аномально высокого порового давления; 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

площадь на суше составляет 2,8 млн км² [19]. Объем пород Западно-Сибирского седиментационного бассейна на суше около 6 млн км³. Средняя мощность осадочного чехла бассейна 2,2 км, максимальная — 11 км. Объемная средняя скорость накопления осадочных отложений чехла 36 тыс. км³/млн лет.

В геологическом разрезе Западной Сибири выделяются образования складчатого фундамента и пологозалегающие отложения мезозой-кайнозойского платформенного чехла.

Фундамент образован дислоцированными и в различной степени метаморфизованными докембрийскими и палеозойскими породами — гнейсами, кристаллическими сланцами, мраморами, мраморизованными известняками и доломитами, эффузивами основного состава [4].

Мезозой-кайнозойские отложения представлены терригенными породами преимущественно юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В начальный этап платформенного развития на этой территории накапливались сначала терригенные угленосные, позже полимиктовые толщи. В верхнеюрское-нижнемеловое время формировались глинистые и песчано-глинистые, порой известковистые породы (аргиллиты, алевролиты, глины с прослоями мергелей и известняков). На протяжении всего верхнего мела отлага-

лись преимущественно глинистые фации, меньше алевриты и алевриты [4].

Палеогеновые отложения покрывают сплошным чехлом значительную территорию севера Западной Сибири. В течение большей части палеогенового периода здесь господствовал морской режим и только в конце олигоцена началась седиментация континентальных осадков.

Палеоценовые отложения представлены морскими, прибрежно-морскими и континентальными фациями. Мощность палеоценовой морской толщи постепенно увеличивается в направлении от Урала на восток, изменяясь от 50 до 200 м.

В основании эоценовых отложений залегает серовская свита, сложенная опоками и опокovidными глинами, мощность ее 50—70 м. Лежащие выше диатомиты и диатомитовые глины ирбской свиты (средне-позднеэоценовое время) мощностью до 160 м — самые распространенные по площади среди осадков палеогена.

Вся толща осадков нижнего-верхнего олигоцена сложена континентальными песками с каолином. Неогеновые отложения развиты на юге Западной Сибири. Севернее широтной части долины Оби они не выявлены.

Основным событием в геологической истории четвертичного периода Западной Сибири явилась длительная морская трансгрессия, которая распространилась на севере и обусловила накопление мощной толщи четвертичных отложений; она повлияла на развитие рельефа, сказалась на всей палеогеографической и гидродинамической обстановке. Вторым крупным явлением было похолодание климата, вызвавшее оледенение и многолетнее промерзание горных пород. И этот факт сыграл свою роль в современной палеогеографической и гидродинамической обстановке геологических разрезов Западной Сибири.

Геологическими и гидрогеологическими исследованиями в южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна установлено восемь водоносных комплексов [4], обладающих различными динамическими свойствами. Большая часть этих комплексов находится в северо-западной и северо-восточной частях, где распространена мощная толща многолетнемерзлых горных пород.

Изучение результатов определений давлений по данным геолого-геофизических методов на многих площадях Западной Сибири показало наличие пластовых и поровых давлений, различных по генезису и величине: от пониженных и нормально гидростатических до аномально высоких с коэффициентом аномальности до 1,8—1,9. В настоящее время аномально высокие пластовые давления встречены более чем на 50 месторождениях и разведочных площадях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На основании различной стратиграфической приуроченности и причин образования АВПД рассматриваемый регион можно территориально подразделить на четыре зоны: Салымскую, Красноленинскую, Уренгойско-Колтогорскую и Северную.

Результаты определения аномальных давлений и перспективы прогнозирования зон АВПД

Салымская зона, приуроченная к одноименному нефтеносному району, расположена в пределах Среднеобской нефтегазоносной области. Основные запасы нефти здесь сосредоточены в отложениях валанжин-готеривского и готерив-аптского нефтегазоносных горизонтов.

Особый интерес представляют битуминозные породы баженовской свиты. Здесь из глинистых отложений волжского яруса (баженовская свита) на Правдинской, Салымской, Шапшинской, Верхнесалымской, Малобалыкской и других площадях получены притоки нефти с дебитами до 500—700 м³/сут. Баженовская свита залегает на глубинах 2800—3000 м, представлена чередованием листовато-плитчатых битуминозных глин с массивными, также битуминозными глинами и с включениями карбонатных и кремнистых образований. Общая мощность свиты до 60 м. Баженовская свита по данным [4] распространена на огромной территории — 1,2 млн км².

Пластовые давления в залежах превышают гидростатическое в среднем на 15 МПа. Покрышкой залежи служат глинистые породы низов ахской свиты мощностью до 100 м. От нижележащих проницаемых горизонтов тюменской свиты баженовские отложения отделены глинами абалакской свиты мощностью до 50 м.

Условия формирования листовато-плитчатых глин в глинистых битуминозных породах баженовской свиты не выяснены. Более вероятно, что они связаны с особенностями условий осадконакопления [4].

В разрезе юрских пород Приуральской и частично Фроловской нефтегазоносных областей широко развиты плитчатые, тонколистоватые битуминозные глины тутлеймской свиты. В более восточных районах они переходят в массивные, каменистые, также высокобитуминозные глины баженовской свиты. Салымский район расположен в зоне такого перехода, и здесь, как предполагают [4], возникли условия для чередования плитчатых и массивных разностей. Такие же условия осадконакопления можно предполагать по всей зоне перехода этих свит, которая протягивается в меридиональном направлении от среднего течения р. Демьянки на юге до Надымской площади на севере на расстояние более 900 км. Ширина этой зоны, по-видимому, колеблется от 20—30 до 50—60 км. Такие зоны могут быть развиты и на других участках распространения баженовской свиты.

Как подробно рассмотрено в разд. I.6, образование аномально высоких давлений в породах баженовской свиты, в первую очередь, связано с условиями формирования осадков и процесса нефтегазообразования. Значительное содержание органического вещества (до 15 %) в отложениях баженовской свиты обусловило генерацию больших количеств жидких и газообразных углеводородов, которые при гидродинамической изоляции водонасыщен-

ными глинами явились основной причиной образования АВПД в разрезе Салымской зоны.

Общая мощность отложений с аномальным поровым давлением составляет от 300 до 600 м и охватывает глинистые породы кошайской, пимской и ачимовской свит нижнего мела, баженовской и абалакской свит верхней юры. Эти данные получены по результатам ГИС и замеров пластовых давлений более чем в 100 скважинах 21 площади.

Для выделения зон аномально высоких давлений и количественной оценки этих давлений рассмотрены возможности применения электрометрии (БЭЗ, стандартная электрометрия) и радиометрии (НГМ, ННМ).

Примеры использования ГИС для выделения зон АВПоД показали наличие таких зон (рис. 97) и подтвердили возможность использования геофизических исследований скважин для решения этой задачи. Однако применение методов электрометрии с этой целью позволило выяснить, что глинистая покрывка над залежью с АВПД во многих скважинах, несмотря на ее повышенную пористость, обладает достаточно высоким удельным электрическим сопротивлением. Это как бы противоречит общей закономерности изменения удельного сопротивления глин в зоне АВПоД (рис. 97).

В то же время по данным нейтронного гамма-метода подобного явления не наблюдается — происходит закономерное снижение интенсивности нейтронного гамма-излучения и, соответственно, четкое выделение зоны аномально высоких поровых давлений (см. рис. 97). Сделано предположение, что при приближении к залежи с АВПД и увеличении пористости глинистых пород происходит увеличение нефтенасыщенности покрывки. Пластовая нефть по трещинам проникает в глинистые породы, соответственно увеличивая их удельное электрическое сопротивление. Пласты глин, залегающие ниже продуктивной пачки, характеризуются пониженными удельными сопротивлениями в зоне АВПоД в соответствии с общей закономерностью. В данном случае прогнозирование зон аномально высоких давлений в процессе бурения с помощью только электрометрии может привести к неправильным результатам. Одновременное изучение интенсивности НГМ позволяет исключать неоднозначность и выявлять зону АВПоД.

В исследуемом районе для выделения зон аномально высоких давлений использовались материалы и электрометрии, и НГМ. Причем при использовании электрометрии скважин глинистые пласты, характеризующиеся на диаграммах завышенным удельным электрическим сопротивлением в зоне аномальных давлений, из рассмотрения исключались. Для количественной оценки брались только значения удельного сопротивления пластов глин, не подверженных влиянию нефтенасыщенности, или пластов, расположенных ниже продуктивной пачки, которые характеризуются закономерно пониженными значениями удельного электрического сопротивления.

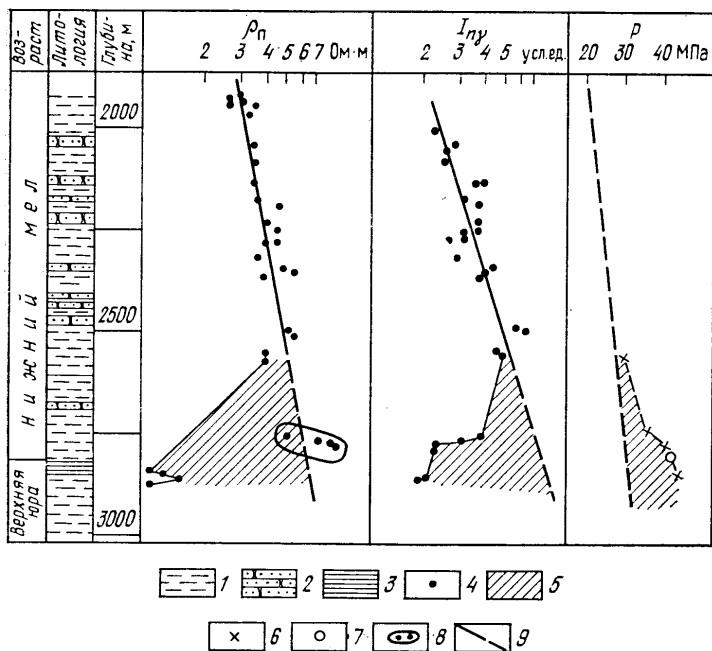


Рис. 97. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и нейтронного гамма-метода в скв. 14 Верхне-Салымской площади (Среднеобская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — листовато-плитчатая глина; 4 — измеренное значение геофизического параметра; 5 — зона аномально высокого порового давления в глинах; 6 — вычисленное значение аномального порового давления по данным НГМ; 7 — значение аномально высокого давления, измеренного глубинным манометром; 8 — область значений удельного сопротивления глины, искаженных возрастанием нефтенасыщения; 9 — линия нормально уплотненных глин

Количественная оценка аномального порового давления в глинистых покрышках залежей Салымского района проводилась по данным нейтронных методов и электрометрии по методикам кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой. По методике компрессионной кривой оценка АВПоД проводилась с использованием ЭВМ ЕС 1022 (см. разд. III.3). Результаты определения величин АВПоД по некоторым площадям Западной Сибири показали, что максимальные коэффициенты аномальности поровых давлений зафиксированы в отложениях баженовской и кровле абалакской свит и составляют 1,7—1,8. Рассчитанные поровые давления во вмещающих глинах, приведенные к глубине залегания баженовской свиты, изменяются от 40 до 53 МПа. Пластовые давления, замеренные манометром в скважинах, как правило, ниже аномально высоких поровых давлений, рассчитанных по результатам геофизических исследований скважин, и меняются от нормально гидростатических до 48 МПа. Этот факт связывается с наличием или отсутствием эффективной пористости глинистых пород и, как следствие этого, свободного флюида в прискважинной зоне в момент испытания. В некоторых скважинах отрицательную роль

могла сыграть также глинизация коллектора при бурении и резкая депрессия на пласты, вызывающая закрытие эффективных пор горизонтально-трещиноватого (листоватого) коллектора.

Наибольшими пластовыми и поровыми давлениями характеризуются отложения баженовской свиты Салымской, Верхнесалымской и Среднесалымской площадей.

Красноленинская зона приурочена к одноименному своду. Глубина залегания фундамента от 1500 до 2500 м. Амплитуда по фундаменту наиболее приподнятой центральной части свода 300 м. Основные залежи нефти и газа Красноленинского свода находятся в тюменской свите.

С целью выделения зон АВПоД в этом районе анализировались данные электрометрии и результаты опробований скважин восьми площадей: Ем-Еговской, Каменной, Пальяновской и др.

Мощность зон АВПоД на этих площадях не превышает 200—300 м. Для Красноленинской зоны характерно распространение аномальных давлений в кошайской, баженовской, абалакской и, возможно, тюменской свитах в интервале глубин 2100—2500 м. Максимальные градиенты аномальных давлений приурочены к глинам, покрывающим и подстилающим баженовскую свиту. Коэффициенты аномальности пластового давления не превышают 1,4, а порового давления — 1,55.

По механизму образования зон АВПоД разрез площадей Красноленинского района, видимо, аналогичен разрезу площадей Салымского района. Некоторое снижение аномально высоких пластовых и поровых давлений можно связать с меньшей интенсивностью преобразования рассеянного органического вещества баженовской свиты и худшими условиями гидродинамической изоляции свиты подстилающими породами абалакской свиты.

Уренгойско-Колтогорская зона распространения аномально высоких пластовых давлений простирается с юга на север через всю территорию Западно-Сибирской плиты и охватывает одноименный мегапрогиб, его бортовые зоны, а также Ньюрольскую впадину.

Из анализа данных ГИС по 15 площадям следует, что зоны аномально высоких поровых давлений выделяются с глубин около 2000 м до забоев скважин (максимальные глубины до 3600 м) и охватывают отложения нижнего мела и верхней юры. Максимальные коэффициенты аномальности порового давления наблюдаются в интервалах залегания баженовской свиты, а также в покрывающих и подстилающих ее отложениях.

Наибольшие величины пластовых давлений 58,5 МПа зарегистрированы в отложениях баженовской свиты Верхне-Моисеевской площади на глубине 2790 м и 58,9 МПа в покрывающих баженовскую свиту нижнемеловых отложениях Уренгойской площади на глубине 3560 м.

В южных частях Уренгойско-Колтогорского мегапрогиба и Ньюрольской впадине причины образования и конфигурация зон АВПоД такие же, как в Салымском районе. В северных частях

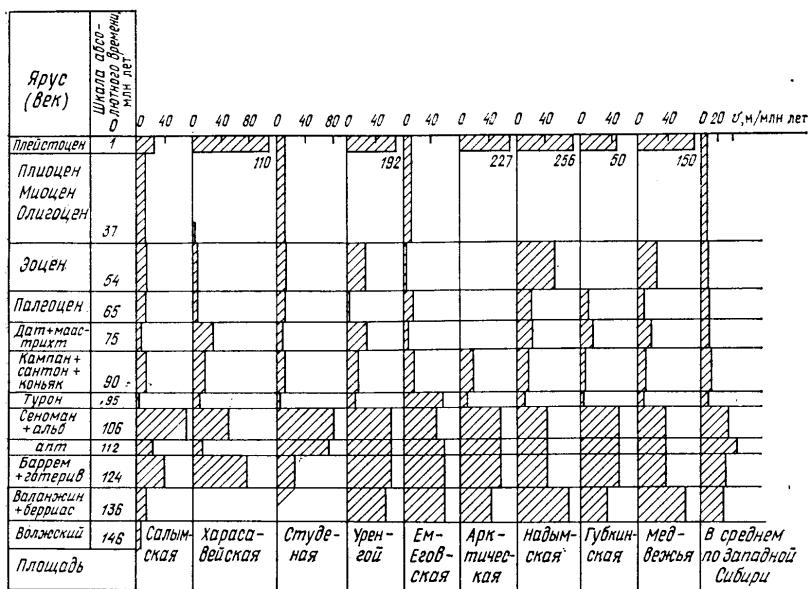


Рис. 98. График скоростей осадконакопления по некоторым площадям Западной Сибири

мегапрогиба мощность зоны АВПоД увеличивается до 1000 м и более за счет верхних частей разреза нижнемеловых отложений.

На большинстве северных площадей (например, Заполярной, Уренгойской, Восточной и Западно-Таркосалинской) можно выделить две группы причин образования АВПД в разрезе. Первая группа причин аналогична причинам, характерным для южных районов, вторая — связана с высокой скоростью осадконакопления в четвертичное время (до 256 м/млн лет, Надымская площадь) и отставанием оттока поровых вод при гравитационном уплотнении осадков по всему разрезу.

Как показано в разд. 1.3, на формирование современных давлений могла оказать заметное влияние высокая скорость осадконакопления только в новейшее геологическое время (плиоцен-четвертичное).

При определении влияния процессов гравитационного уплотнения на формирование аномально высоких давлений для различных районов Западной Сибири были проанализированы графики скоростей осадконакопления в течение геологического времени (рис. 98). Анализ показал, что высокие скорости в четвертичный период на территории Западной Сибири характерны только для площадей северных районов. Диапазон изменения скоростей для названных районов 45—256 м/млн лет. Кроме того, для этих же районов характерно наличие мощной толщи многолетнемерзлых пород, которая образовалась в результате похолодания климата

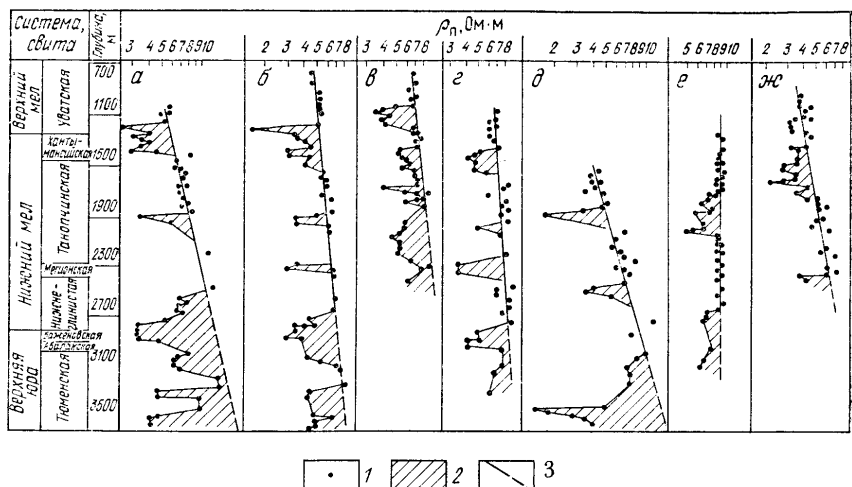


Рис. 99. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электротометрии на площадях Северной (Ямальской) зоны.

Площади: а — Арктическая, скв. 11, б — Ямальская пл. скв. 2, в — Мало-Ямальская скв. 6, г — Средне-Ямальская скв. 14, д — Южно-Тамбейская скв. 5, е — Малыгинская скв. 1, ж — Кружнштерновская скв. 30. 1 — значения удельного электрического сопротивления глин; 2 — кривая нормально уплотненных глин; 3 — зона АВПОД

за тот же период времени и которая также оказала существенное влияние на гравитационное уплотнение толщи осадочных пород.

Таким образом, накопление мощной толщи четвертичных отложений, многолетнее промерзание горных пород в условиях, когда 70 % изучаемого разреза сложено глинистыми породами, несомненно, могло привести к отставанию оттока поровых вод из глин и формированию мощных зон аномально высоких давлений.

В Северной зоне, территориально приуроченной к полуострову Ямал, аномально высокие давления отмечены более чем на 20 площадях (Харасавейская, Геофизическая, Арктическая, Бованенковская, Ямальская и др.), причем число площадей с проявлениями АВПОД с каждым годом увеличивается.

АВПОД встречены в отложениях от верхнемелового до юрского возраста в интервале глубин 1000—3500 м. Коэффициент аномальности пластовых давлений достигает 1,65.

Зоны АВПОД достаточно четко выделяются по данным электротометрии скважин (рис. 99).

Отмечаемую по данным ГИС в отложениях танопчинской, мегонской и нижнеглинистой свит нижнего мела прерывистость в конфигурации зон АВПОД, по-видимому, можно объяснить дренирующими свойствами песчано-алевролитовых пород-коллекторов.

В Северной зоне роль баженовской свиты как генератора углеводородов и, соответственно, аномально высоких давлений существенно ниже, чем в других районах. Это может быть связано с более низким содержанием исходного органического вещества и

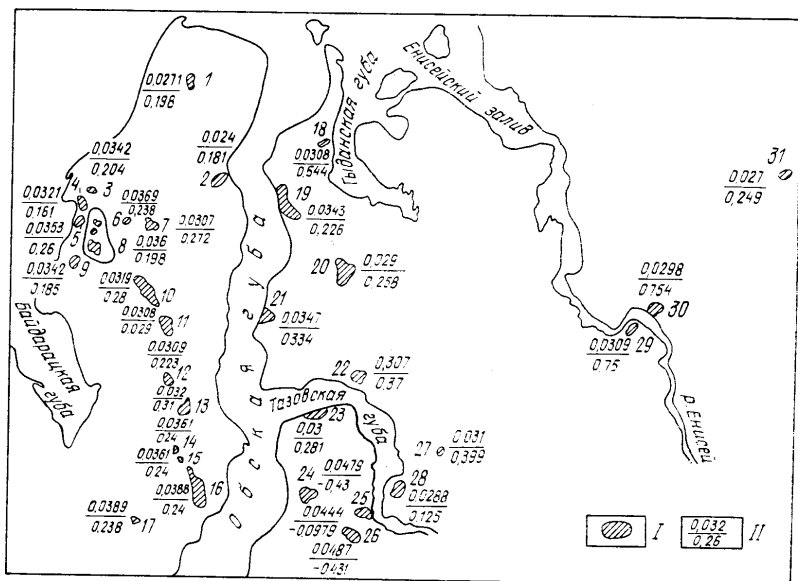


Рис. 100. Схема изменения параметров компрессионной кривой K_x и b_x по северной части Западной Сибири.

I — площади: 1 — Малыгинская, 2 — Южно-Тамбейская, 3 — Харатская, 4 — Крузенштерновская, 5 — Южно-Крузенштерновская, 6 — Восточно-Бованенковская, 7 — Восточно-Тиутейская, 8 — Бованенковская, 9 — Островоминовская, 10 — Нейтинская, 11 — Арктическая, 12 — Нурминская, 13 — Средне-Ямальская, 14 — Мало-Ямальская, 15 — Ямальская, 16 — Новопортовская, 17 — Верхнереченская, 18 — Южно-Явайская, 19 — Утренняя, 20 — Гыданская, 21 — Геофизическая, 22 — Тотаяхинская, 23 — Семаковская, 24 — Ямбургская, 25 — Юрхаровская, 26 — Северо-Уренгойская, 27 — Средне-Мессояхская, 28 — Находкинская, 29 — Суходудинская, 30 — Долганская, 31 — Тундровая; II — в числителе K_x в МПа⁻¹, в знаменателе — b_x

менее благоприятными для генерации углеводородов термодинамическими условиями, что ведет к значительному снижению градиентов поровых давлений в интервале залегания баженовской свиты (см. рис. 99).

По всей вероятности, главные причины образования аномально высоких давлений в этом районе связаны с интенсивным гравитационным уплотнением в результате повышенных скоростей осадконакопления в четвертичное время и мощного (до 300—500 м) многолетнего промерзания осадочных толщ.

Количественная оценка аномальных давлений по данным ГИС проводилась по этому району с использованием методики кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой. Расхождение полученных расчетных данных с прямыми замерами составило от —2,7 до 4,73 %.

Для севера Западной Сибири (Ямальский, Южно-Русский и Северо-Уренгойский районы) рассчитаны параметры компрессионной кривой, построена схема их распределений (рис. 100). Изучение изменений параметров K_x и b_x в исследуемом районе позволило отметить некоторые закономерности: максимальные значения K_x

характерны для Ямальского района (площади: Бованенковская $K_x=0,036$ МПа⁻¹, Восточно-Бованенковская $K_x=0,0369$ МПа⁻¹, Верхнеречинская $K_x=0,0389$ МПа⁻¹, Новопортовская $K_x=0,0388$ МПа⁻¹). Значения K_x имеют тенденцию к уменьшению от центральной части к окраинным зонам полуострова.

Для Южно-Русского района максимальные K_x не превышают 0,031 МПа⁻¹ и изменяются в незначительных пределах. Поэтому при прогнозировании аномальных давлений в этом районе, в том числе и на вновь разбуриваемых площадях, возможно использование среднего значения $K_x=0,0305$ МПа⁻¹.

Общая закономерность изменения параметра b_x по территории северной части Западной Сибири заключается в его увеличении с запада на восток от 0,161—0,198 (площади Крузенштерновская, Островомысовская, Бованенковская и др.) до 0,75—0,754 (площади Долганская, Суходудинская).

В настоящее время для разреза ямальского типа при прогнозировании АВПД используется единая зависимость изменения плотности глин с глубиной. Анализ полученных значений K_x показывает, что для более точной оценки давлений необходимо учитывать площадное изменение значений плотности глин по разрезу.

Таким образом, в результате исследований изучена природа образования АВПД и показана возможность использования геофизических методов для прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в отложениях Западно-Сибирской нефтегазодной провинции. Среди стандартных геофизических методов наибольшее применение в указанном районе находят методы электротометрии и радиотометрии. Несомненно, перспективным для прогнозирования АВПД является ультразвуковой метод и методы, основанные на изучении режима бурения и параметров промывочной жидкости и шлама.

Применение метода компрессионной кривой для оценки аномальных давлений в условиях Западной Сибири дает положительные результаты. Машинная обработка геофизических данных по этой методике существенно экономит время и квалифицированный труд инженеров-интерпретаторов. Полученные для районов севера схемы распределения параметров компрессионной кривой могут быть успешно использованы для прогнозирования аномально высоких давлений на новых разбуриваемых площадях.

IV.7. ПРИКАСПИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ

Особенности геологического строения

Прикаспийская нефтегазодная провинция территориально связана с одноименной обширной и глубокой впадиной, ее площадь превышает 500 тыс. км². На востоке от Уральского складчатого сооружения Прикаспийскую впадину отделяют Предуральский краевой, Актюбинский и Атжаксинский периклинальные

прогибы [21]. На юго-востоке по поверхности фундамента между Прикаспийской впадиной и Северо-Устюртским байкальским массивом четкая гипсометрическая граница отсутствует, не выражена она и в мезозойских отложениях. Для палеозойского комплекса ее условно проводят по Южно-Эмбенскому разлому. На юго-западе Прикаспийская впадина по Донбасско-Астраханской покровно-надвиговой зоне граничит с герцинидами кряжа Карпинского. Западная и северная границы впадины проводятся по московско-нижнепермскому (надверейскому) карбонатному уступу, протягивающемуся на расстояние около 1500 км от Волгограда до широты г. Оренбурга [21].

Глубинное строение Прикаспийской впадины изучено недостаточно. Существующие представления базируются, в основном, на данных сейсморазведки, результатах бурения и геофизических исследований скважин, пробуренных в бортовых частях впадины.

Во впадине различают три структурных этажа: 1) подсолевой, 2) солянокупольный, 3) надсолевой. Наибольшие перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины связывают с подсолевыми отложениями ее осадочного чехла.

Подсолевая часть осадочного чехла бортовых зон впадины характеризуется [21] резкой литолого-фациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу, и в целом здесь выделяются асинхронные карбонатные и терригенные формации. Формации подсолевых артинских отложений (нижняя пермь) северной и западной прибортовых зон впадины связаны с тектоническими циклами, характерными для Восточно-Европейской платформы. Формационный состав пород восточной и юго-восточной прибортовых зон во многом предопределен орогеническими движениями Уральской складчатой системы, что обусловило преобладающую роль в подсолевом разрезе терригенных формаций «уральского облика». Формационный состав внутренних районов впадины, очевидно, связан с особенностями ее развития как глубоководной котловины. Предполагается, что подсолевой палеозойский разрез здесь представлен терригенными породами, формировавшимися за счет проникновения в глубоководную котловину мощных конусов выноса, и относительно маломощными (100—300 м) глинисто-карбонатно-кремнистыми отложениями, замещающими мощные карбонатные толщи периферических районов впадины.

Сложное строение подсолевых отложений, резкие изменения литологического состава, наличие многочисленных перерывов в осадконакоплении, а также слабая изученность их бурением не дают возможности однозначно трактовать особенности структуры и истории геологического развития Прикаспийской впадины [21]. Существуют несколько моделей строения подсолевого комплекса.

Солянокупольный комплекс отложений кунгурского возраста неоднороден по своему составу и мощностям (до 5 км). Отложения этого комплекса представлены, в основном, каменной солью с незначительными прослоями терригенных пород, ангидрида, гипса, калийной соли. Надсолевой комплекс (от пермского до четвер-

тичного возраста) сложен главным образом терригенными породами, переслаивающимися пластами глин, аргиллитов, песчаников, и алевролитов, реже карбонатных разностей.

Открытые к настоящему времени в Прикаспийской впадине месторождения газа, газоконденсата и нефти располагаются практически по всему ее периметру, где широко развиты карбонатные отложения карбона и нижней перми (западная и северная бортовые зоны) или нижнего, среднего и верхнего карбона (восточная, юго-восточная и юго-западная части впадины) [21]. В размещении углеводородных скоплений отмечается определенная закономерность: на северном и юго-западном бортах впадины преобладают газоконденсатные залежи, на восточном и юго-восточном — нефтяные и газонефтяные.

Существуют определенные закономерности в распределении термобарических условий отложений Прикаспийской впадины. Исследованиями Р. И. Егоровой установлено, что общий региональный температурный фон Прикаспийской впадины увеличивается с севера на юг и с востока на запад. Аномально высокие температуры прослеживаются в районах, примыкающих к акватории Каспийского моря, где на глубинах 5000 м температура составляет 162—186 °С, на глубинах 7000 м — 218—252 °С при геотермических градиентах 2,8—3,1 °С/100 м.

Отмечен достаточно напряженный геобарический режим подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Если пластовые давления на поверхности докунгурских отложений равны гидростатическим, то в бортовых зонах впадины пластовые давления существенно возрастают. Здесь лишь в окраинных районах, сопредельных с обрамлением впадины, коэффициент аномальности составляет 1,18—1,41. Так, на северо-востоке впадины, на Карачаганской площади на глубине 4234 м пластовое давление достигает 58,5 МПа, на крайнем юге, на площади Южная на глубине 3675 м — 48,5 МПа, а на крайнем юго-востоке, на площади Тортколь на глубине 3594 м — 42,5 МПа [21]. Меньшими пластовыми давлениями характеризуется северный склон Южно-Эмбенского палеозойского поднятия, где коэффициент аномальности не превышает 1,1. Для остальных частей бортовых зон наблюдаются более высокие пластовые давления, причем отмечается, что южная и восточная области впадины характеризуются более напряженным геобарическим режимом, чем западная и северная. Здесь резкое нарастание пластовых давлений происходит на коротком расстоянии, составляющем около 50—70 км. Так, по линии Южная—Тенгизская пластовые давления на глубинах около 4000 м возрастают с 48,5 до 77 МПа, а затем в скв. СГ-2 Бинкжалская на глубине 5600 м они достигают 94,6 МПа.

Наиболее высокие значения пластовых давлений по подсолевой поверхности зафиксированы на восточном побережье Каспийского моря, на территории Каратонско-Тенгизской зоны, где коэффициент аномальности достигает 1,9. Приблизительно такие же значения ($K_a = 1,7 \div 1,9$) отмечаются в нижнепермских отложениях

западной части Кенкиякско-Жанажольской зоны нефтегазоаккумуляции. Несколько меньше он на западном побережье Каспийского моря, на территории Астраханской зоны [21].

Опыт бурения скважин на ряде площадей Прикаспийской впадины (Кенкияк, Каратюбе, Бозоба и др.) показал, что аномально высокие давления значительно осложняют бурение скважин не только в подсолевых отложениях, но и в соленосной толще, а иногда и выше по разрезу.

Сложность геологического разреза, трудности выделения глинистых пород в соленосной толще и в подсолевых отложениях требуют более современных методов прогнозирования и оценки аномальных давлений при бурении скважин в Прикаспийской нефтегазонасыщенной провинции.

Результаты определения и перспективы прогнозирования аномальных давлений

В Прикаспийской нефтегазонасыщенной провинции с целью изучения возможности оценки аномальных давлений были изучены геофизические материалы по 16 скважинам пяти площадей (Кенкияк, Бозоба, Каратюбе, Кендысай, Каратон) восточного и юго-восточного борта Прикаспийской впадины и трем скважинам площади Карпенка, приуроченной к северо-западной части бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Обработка геолого-геофизических материалов проводилась по двум методикам: кривых нормально уплотненных глин и компрессионной кривой.

Пример выделения зон АВПоД приведен на рис. 65. На площади Карпенка зона аномального давления выделена в толще терригенного девона по данным электрометрии (БЭЗ, ИМ) и нейтронного гамма-метода. Необходимо отметить уверенное выделение зоны АВПоД 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.

Среднее относительное расхождение результатов определения аномальных давлений в скважинах площади Карпенка методами геофизики с данными расчета по глинистому раствору, применяемому при бурении, составляет для БЭЗ (три скважины) от 1 до 8,6 %, для ИМ (две скважины) 8,5 %, для НГМ (одна скважина) —4,5 %.

В табл. 14 приведены результаты определения поровых давлений по методике компрессионной кривой в 16 скважинах раз-

¹ На рис. 65 для сопоставимости с методом НГМ даны значения ρ_n вместо σ_n .

Результаты определения аномальных давлений
в Прикаспийской нефтегазоносной области

Площадь	Скважина	h , м	$\rho_{\text{пор}}$, МПа	K_X	b_X	p , МПа	Δ , %
Бозоба	Г-4	4463	76,1	0,0036	-0,57	73,4	3,7
	Г-5	4466	87,2	0,0036	-0,57	84,5	3,2
Кенкияк	Г-86	4091	67,4	0,0032	-0,26	75,2	-10,4
	Г-90	3908,5	69,0	0,0035	-0,36	61,9	11,5
	Г-90	4069	77,8	0,0035	-0,33	74,0	5,1
	Г-91	3900	59,8	0,0035	-0,38	63,0	-5,1
	Г-91	4130	76,8	0,0034	-0,38	73,2	4,4
	Г-91	4258	73,3	0,0034	-0,40	75,6	-3,0
	Г-91	4337	66,8	0,0036	-0,49	67,3	-0,7
	Г-92	4550	71,9	0,0036	-0,53	78,5	-8,4
	Г-102	4410	84,4	0,0036	-0,41	89,4	-5,6
	Г-104	4183	80,1	0,0034	-0,38	77,4	3,5
Каратюбе	Г-107	4000	73,2	0,0034	-0,38	67,0	9,2
	Г-25	4424	80,6	0,0032	-0,40	82,6	-2,4
	Г-33	4402	78,0	0,0037	-0,68	80,5	-3,1
	Г-34	4359	77,1	0,0038	-0,69	79,5	-3,0
	Г-34	4551	80,7	0,0037	-0,68	81,1	-0,5
	Г-35	2500	62,8	0,0037	-0,68	59,6	-5,4
	Г-35	4557	77,4	0,0037	-0,68	81,1	-4,6
Кендысай Каратон	Г-37	4764	77,7	0,0037	-0,68	76,9	1,0
	Г-2	4746	88,4	0,0038	-0,72	84,9	4,1
	Г-3	4448	83,8	0,0037	-0,69	88,9	-5,7

личных месторождений Прикаспийской впадины. Полученные значения хорошо согласуются с данными прямых замеров давления в коллекторах глубинными манометрами. Среднее отклонение значений составило $\pm 4,8\%$.

В разд. III.2 в качестве примера использования методики компрессионной кривой в сложных геологических условиях, где трудно установить положение кривой нормально уплотненных глин, достаточно подробно рассматривалось определение АВПоД в скважинах месторождения Кенкияк. Разбирались два типичных случая оценки давлений по средним значениям с применением статистического подхода к использованию скважинной геолого-геофизической информации, а также применение указанного метода для расчета параметров компрессионной кривой по двум замерам пластового давления.

Аналогичные данные получены и для месторождения Каратюбе, где по средним значениям $K_X = 0,0037$, $b_X = -0,68$ величины АВПоД в различных скважинах месторождения отличаются от результатов, рассчитанных по параметрам компрессионной кривой каждой конкретной скважины, не более чем на 7%.

На этом же месторождении успешно осуществлена оценка величин АВПоД в различных скважинах с использованием двух замеров пластовых давлений в одной из скважин месторождения.

Расчеты значений K_x и b_x и оценка поровых давлений по скважинам площади Прикаспийской нефтегазоносной области были выполнены с применением ЭВМ (см. разд. III.3).

Рассмотренные примеры показывают возможность применения методики компрессионной кривой для оценки АВПоД в Прикаспийской впадине. Кроме того, прогнозирование аномальных давлений в этом районе должно вестись с использованием контроля параметров бурения и свойств промывочной жидкости. Расчет параметров компрессионной кривой, оценку поровых давлений по этой методике, а также использование данных параметров бурения для прогнозирования АВПД целесообразно проводить с применением ЭВМ. Представляется перспективным опробование в Прикаспии для выделения зон АВПоД метода естественной радиоактивности горных пород и его спектрометрической модификации по калию. Необходимо изучить возможности построения эмпирических зависимостей по этим методам для оценки пластовых давлений.

IV.8. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Сибирская платформа территориально расположена в пределах Красноярского края, Иркутской области и Якутской АССР. Это сложно построенный регион с диапазоном нефтегазоносности от рифея до мела, с широким развитием карбонатно-соленосных отложений, регион, в котором с исключительной интенсивностью проявился трапповый магматизм. Широкое развитие имеют многолетнемерзлые породы весьма большой толщины [5].

На территории платформы выделяются две нефтегазоносные провинции — Лено-Тунгусская и Хатангско-Вилюйская, а на их территории обособляется ряд нефтегазоносных областей.

В пределах домезозойской части платформы обособляются четыре положительные (Анабарская, Алданская, Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы), четыре отрицательные (Тунгусская, Курейская и Присяяно-Енисейская синеклизы и Предпатомский региональный прогиб) и одна промежуточная (Ангари-Ленская ступень) надпорядковые структуры, в составе мезозойских краевых депрессий выделяются Енисей-Хатангский региональный прогиб, отделенный от Лено-Анабарского мегапрогиба Хатангской седловиной, Предверхоанский краевой прогиб и Вилюйская гемисинеклиза.

В разделе рассматриваются три нефтегазоносные области, территориально приуроченные к Непско-Ботуобинской антеклизе, Вилюйской синеклизе и Енисей-Хатангскому прогибу. В разд. I.4 рассмотрен характер распределения пластовых давлений и природа образования АНПД в разрезе Непско-Ботуобинской антеклизы. В подразд. III.1.2 на примере этой же нефтегазоносной области рассмотрена новая методика прогнозирования аномально низких пластовых давлений.

Особенности геологического строения Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

Непско-Ботуобинская антеклиза (к ней приурочена одноименная нефтегазоносная область) площадью около 220 тыс. км² вытянута в северо-восточном направлении [5]. В ее сводовой части поверхность фундамента поднимается до абсолютных отметок —1,2 км, а на склоне погружается до 2,5—3 км. Разрез чехла слагают, в основном, терригенно-карбонатные, соленосные породы раннепалеозойского возраста. Лишь на склонах антеклизы появляются терригенные вендские, а в некоторых случаях и рифейские породы. Кроме того, на северо-западном и северном склонах развиты терригенные угленосные породы верхнего палеозоя и частично юры, а также триасовые туфогенные образования. Скорость накопления отложений венд-среднекембрийского доминирующего комплекса достигла 40—45 м за 1 млн лет.

Непско-Ботуобинская антеклиза — самая крупная антиклинальная структура южных районов Сибирской платформы. В ее пределах имеется несколько поднятий сводового типа: Непский и Мирненский своды, Пеледуйское, Усть-Кутское, Огнектинское, Сюльдюкарское поднятия и др. [5].

Гидродинамическая обстановка в геологическом разрезе Непско-Ботуобинской антеклизы очень сложная и обусловлена многими факторами. Характер распределения пластовых давлений и природа их образования рассмотрены в разд. 1.4.

Результаты определения аномально низких давлений и перспективы прогнозирования АНПД в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

Новая методика определения аномально низких пластовых давлений в разрезах, сложенных плотными карбонатными и соленосными отложениями, а также ее опробование в разрезе Непско-Ботуобинской антеклизы достаточно подробно изложены в подразд. III.1.2. Полученные результаты изучения материалов более чем по 40 скважинам на 23 площадях свидетельствуют о хороших перспективах применения разработанной методики для прогнозирования давлений в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, а также в регионах со сходным геологическим строением. Кроме того, предложенная методика может быть применена для построений, связанных с выделением современных пьезоаномалий в пределах изучаемых территорий, и использования этих данных при ориентировании разведочных работ на нефть и газ.

На схематическом разрезе по длинной оси Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 101) изображены кривые пьезометрических напоров в песчаниках мотской свиты, приведенные к отметке —1500 м. Как видно из рисунка, напоры, вычисленные по прогнозируемым и измеренным значениям пластовых давлений, хорошо

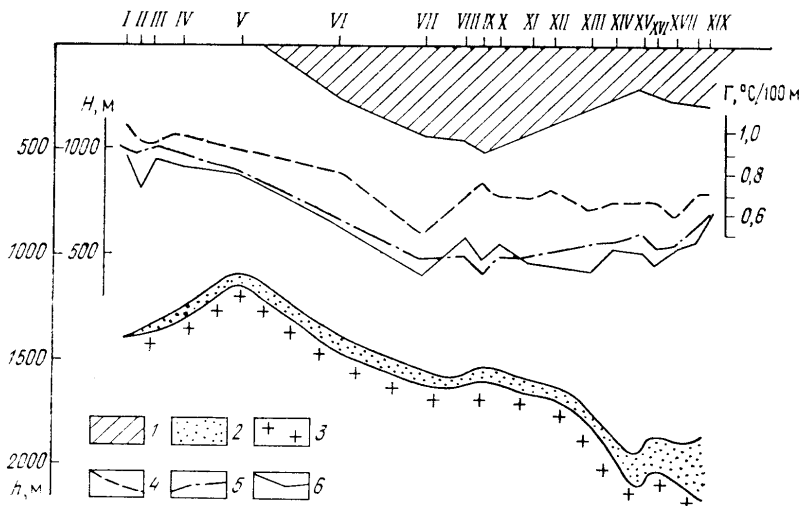


Рис. 101. Схематический разрез вдоль длинной оси Непско-Ботуобинской антиклизы.

1 — зона многолетнемерзлых пород; 2 — песчаники мотской свиты; 3 — породы фундамента; 4 — кривая измеренного геотермического градиента Γ ; 5 — расчетная кривая пьезометрического напора (к отметке -1500 м) $H_{расч}$; 6 — фактическая кривая пьезотермического напора $H_{фак}$, по данным измерений в скважинах. Скважины: I — Даниловская 145, II — Преображенская 135, III — Преображенская 106, IV — Преображенская 137, V — Верхнечонская 128, VI — Пеледуйская 750, VII — Бюкская 718, VIII — Среднеботуобинская 10, IX — Среднеботуобинская 9, X — Среднеботуобинская 4, XI — Среднеботуобинская 28, XII — Тас-Юряхнская 575, XIII — Юрегинская 1, XIV — Ихтешская 651, XV — Верхневилючанская 603, XVI — Верхневилючанская 609, XVII — Верхневилючанская 614, XVIII — Вилюйско-Джербинская 642, XIX — Вилюйско-Джербинская 640. H — напор, приведенный к уровню 1500 м

согласуются между собой. Четко прослеживается снижение пьезометрических напоров при погружении песчаного коллектора от Даниловской к Среднеботуобинской площади, что также свидетельствует о наличии отрицательных градиентов пластовых давлений. В районе Среднеботуобинской площади выделяется широкий пьезометрический минимум.

Этот пример подтверждает вывод о том, что подобные построения могли бы иметь большой практический интерес для освоения скважин и ориентирования разведки на нефть и газ. Для определения мощности зоны многолетнемерзлых пород и глубины залегания изучаемого объекта, которые необходимо знать при использовании предлагаемой методики до бурения скважин, при благоприятных условиях можно использовать данные сейсморазведки.

Особенности геологического строения нефтегазоносной области Вилюйской синеклизы

Вилюйская гемисинеклиза — один из наиболее изученных регионов краевых депрессий Сибирской платформы [5]. По особенностям современной структуры и тектонического развития гемисинеклизы

синеклиза разделяется на западную и восточную части. Первая включает район Сунтарского свода и сопряженных с ним Ыгыатинской и Кемпендяйской впадин. Основываясь на особенностях строения верхнепалеозойско-мезозойских отложений, в составе Вилюйской гемисинеклизы выделяют три наиболее крупные тектонические зоны: внешнюю, переходную и внутреннюю.

Для внешней зоны характерно пологое залегание пород с небольшими ($1-5^\circ$) общими наклонами слоев в сторону центральных районов гемисинеклизы. Здесь отмечаются отсутствие в разрезах пермских, триасовых и меловых отложений, сокращенная мощность и преимущественно континентальный состав ниже—среднеюрских образований, залегающих резко несогласно на породах палеозойского возраста.

Переходная зона характеризуется крутым, флексуорообразным строением. В ее пределах отмечается нарастание мощности в сторону общего погружения не только мезозойских и пермских отложений, но и более древних палеозойских.

Для внутренней зоны характерны значительные мощности осадочного чехла (до 8—10 км в восточных ее районах) при относительно большой (до 70—80 %) роли верхнепалеозойских и мезозойских образований.

Мезозойский комплекс синеклизы представлен чередованием пород песчано-глинистого состава, в верхней части (верхняя юра—мел) угленосных. Мощность их 3—4 км, увеличивается в центральных районах до 5—6 км.

Хапчагайский мегавал — единственная положительная структура I порядка в восточных районах Вилюйской синеклизы [5]. Мегавал представляет собой вытянутую структуру субширотного простирания длиной до 190 км и шириной 40—45 км. В поперечном сечении он асимметричен. Северное крыло его круче южного. Западная периклиналь мегавала отчетливая, а восточная — условная. Амплитуда мегавала по пермско-нижнеюрским отложениям около 500 м, в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях она уменьшается до 400 м. В то же время по всему этому стратиграфическому интервалу отмечается соответствие структурных планов как мегавала в целом, так и слагающих его тектонических элементов.

Существенные изменения структурных планов наблюдаются в верхнемеловых отложениях. Породы этого возраста залегают на подстилающих образованиях со значительным угловым несогласием. Хапчагайский мегавал, как единая замкнутая структура, по подошве верхнего мела практически не выделяется.

Подземные пластовые воды верхнепермских и мезозойских отложений изучены в глубокопогруженных центральных и восточных частях Вилюйской синеклизы [5].

Водоносный комплекс пермских отложений изолирован от нижнетриасового 80—100-метровой водоупорной пачкой аргиллитов и алевролитов неджелинской свиты. Породы комплекса обладают незначительной водоносностью, пластовые давления в трещинно-

поровых коллекторах меняются от 26 до 48,5 МПа. В Хапчагайском газоносном районе пластовые давления высокие, превышающие на 10—15 МПа условно гидростатическое. Характер изменения пластовых давлений с глубиной, а также природа образования АВПД в этом районе рассмотрены в разд. 1.4.

Результаты определения АВПД и перспективы прогнозирования АВПД в Вилуйской синеклизе

Возможности прогнозирования аномально высоких пластовых давлений по данным ГИС на территории Вилуйской синеклизы рассмотрены на примере изучения материалов скважинных исследований на Соболах-Неджелинском газовом месторождении, расположенном на Хапчагайском поднятии.

Неджелинская структура — брахиантиклиналь субширотного простирания. Солохская структура рассматривается как единая с Неджелинской и является осложнением ее периклинального окончания.

По данным испытания скважин, в пределах Хапчагайского мегавала выделяется ряд водоносных комплексов, каждый из которых гидродинамически изолирован и имеет различное давление пластовой жидкости. Причем в верхних водоносных комплексах меловых и юрских отложений пластовые давления несколько меньше гидростатических за счет понижения уровня пластовых вод в результате влияния толщи многолетнемерзлых пород. Комплексы триаса, в основном, имеют давления, равные гидростатическим, и лишь в отложениях неджелинской свиты триаса и в верхнепермских породах отмечены АВПД. На Неджелин-Соболахской площади зона аномально высоких давлений вскрыта на Неджелинской структуре на глубине 2600 м, на Соболахской — с 3000 м. Превышение аномального давления над гидростатическим достигает 13 МПа.

Выделение зон АВПД в изучаемом районе осуществлялось на основе известной методики кривых нормально уплотненных глин. Установлено, что минеральный состав глинистых пород по разрезу изменяется незначительно. В основном они представляют собой аргиллитоподобные глины с преобладанием смешаннослойных монтмориллонит-гидрослюдистых минералов с примесями каолинита, хлорита, окислов железа, зерен кварца и полевого шпата [28].

Удельное электрическое сопротивление глинистых пород в условиях нормальных поровых давлений закономерно увеличивается с глубиной с 5—6 Ом·м вблизи земной поверхности до 10—12 Ом·м на глубинах 2500—2600 м. Так как изменение минерализации поровых вод незначительно, оно не оказывает существенного влияния на удельное электрическое сопротивление. Поэтому построение кривых нормально уплотненных глин по данным электротометрии для изучаемого района не представляет особых трудностей.

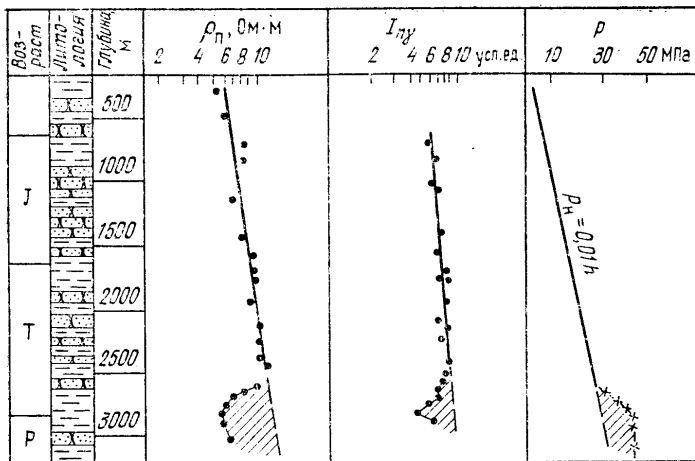
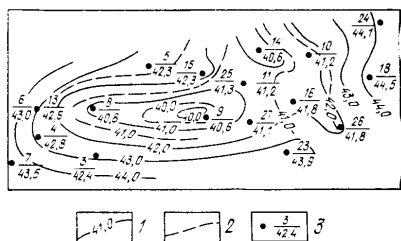


Рис. 102. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрического зондирования и нейтронного гамма-метода в скв. 25 Неджелинской площади.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — измеренное значение геофизического параметра; 4 — вычисленное значение АВПоД; 5 — зона АВПоД

Рис. 103. Схематическая карта распределения пластовых давлений по кровле верхнепермских отложений Неджелин-Соболюхского месторождения.

1 — изолинии давлений, полученные по данным геофизических методов; 2 — то же, полученные по результатам измерений пластовых давлений глубинными манометрами; 3 — скважина, в числителе — ее номер, в знаменателе — давление в МПа



С целью определения зон АВПоД рассмотрены материалы ГИС по 22 скважинам. Зоны аномально высоких поровых давлений уверенно выделяются по данным бокового электрического зондирования (22 скважины) и нейтронного гамма-метода (две скважины) в интервале глубин 2600—3900 м. На примере выделения зоны АВПоД по данным электрометрии и НГМ в скв. 22 Неджелинской площади (рис. 102) обоими методами зона аномальных давлений отмечается с глубины 2680 м.

Результаты количественной оценки аномальных давлений были проконтролированы манометрическими замерами по 12 скважинам. Получена хорошая сопоставимость результатов. Среднее расхождение составило не более 2—3 %.

На основании расчетных величин АВПоД построена карта распределения давлений по кровле верхнепермских отложений Неджелин-Соболюхского месторождения (рис. 103). Расчетные

значения давлений подтверждены прямыми замерами пластового давления.

Таким образом, показана возможность выделения зон АВПоД и количественной оценки давлений в отложениях триаса и верхней перми по данным электрометрии и нейтронного гамма-метода. Представляется перспективным использование для этой цели результатов ультразвукового метода и технологических данных бурения.

Для данного района подтверждено предположение о том, что поровое давление в глинистых покрышках отражает величину пластового давления во вмещаемых коллекторах.

Особенности геологического строения нефтегазоносной области в Енисей-Хатангском прогибе

Енисей-Хатангский региональный прогиб — крайний западный элемент в структуре краевых депрессий Сибирской платформы. Граница его (северная и южная) устанавливается по выклиниванию мезозойских отложений. В западном направлении он раскрывается в сторону Западно-Сибирской плиты, фактически сливаясь с прилегающими участками отрицательных структур. По поверхности фундамента прогиб представляет собой относительно простую структуру, раскрывающуюся в западном направлении. Глубина залегания поверхности фундамента в центральных его зонах 8—12 км, а на бортовых участках уменьшается до 2—3 км.

В осадочном чехле прогиба определяющую роль играют мезозойские образования (60 % разреза). Представлены они чередованием песчано-глинистых пород преимущественно морского происхождения. Для Енисей-Хатангского прогиба характерно преобладание (более 50 %) в разрезе осадочного чехла центральных районов юрско-меловых, преимущественно нижнемеловых отложений, образующих здесь одну из основных нефтегазоносных толщ.

Мощность мезозойских отложений в восточных районах достигает 7—9, в западных 5—6 км. Скорость осадконакопления колеблется, соответственно, от 35 до 50 м/млн лет.

Верхнепалеозойские образования представлены породами песчано-глинистого состава, угленосными, в кровле туфогенными (мощность их достигает на западе 2—3, на востоке — 4—4,5 км).

С гидрогеологических позиций Енисей-Хатангский региональный прогиб относится к Лено-Енисейскому артезианскому бассейну [5]. В разрезе бассейна выделяют два гидрогеологических этажа. Нижний охватывает водоносные комплексы нижнего и среднего палеозоя, верхний — верхнего палеозоя и мезозоя. В пределах Енисей-Хатангского прогиба изучены водоносные комплексы верхнего гидрогеологического этажа. Наиболее мощные юрские отложения объединены в водоносный комплекс, соответствующий литолого-коллекторскому комплексу. Меловые образования содержат два комплекса. Разделяющая их мощная глинистая толща

служит главным образом экраном, оказывающим существенное влияние на нефтегазоносность и гидрогеологические условия региона.

Минерализация пластовых вод в изучаемом нефтегазоносном районе низкая (3—14 г/л) и мало изменяется с глубиной.

Результаты определения аномальных поровых давлений и перспективы прогнозирования пластовых давлений в Енисей-Хатангском прогибе

Особенность гидродинамики геологического разреза Енисей-Хатангского прогиба — существование в осадочной толще пластовых давлений со значениями от аномально низких до аномально высоких (K_a изменяется от 0,8 до 1,48). В этом регионе широко развиты многолетнемерзлые породы толщиной до 700 м (средняя толщина $h_m = 300 \div 400$). Разрез в целом терригенный.

Из рис. 104, а видно, что в Енисей-Хатангском прогибе до глубины 2500 м температура меняется достаточно плавно со средним геотермическим градиентом $\Gamma = 2 \cdot 10^{-2} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}$. Ниже по разрезу температура меняется более резко, значение геотермического градиента достигает $\Gamma = 3,9 \cdot 10^{-2} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}$. Установлено, что такое резкое изменение температуры связано с изменением литологии, а точнее — увеличением глинистости разреза. Иными словами, в этом регионе, как и в разрезе Вилюйской синеклизы, суровый северный

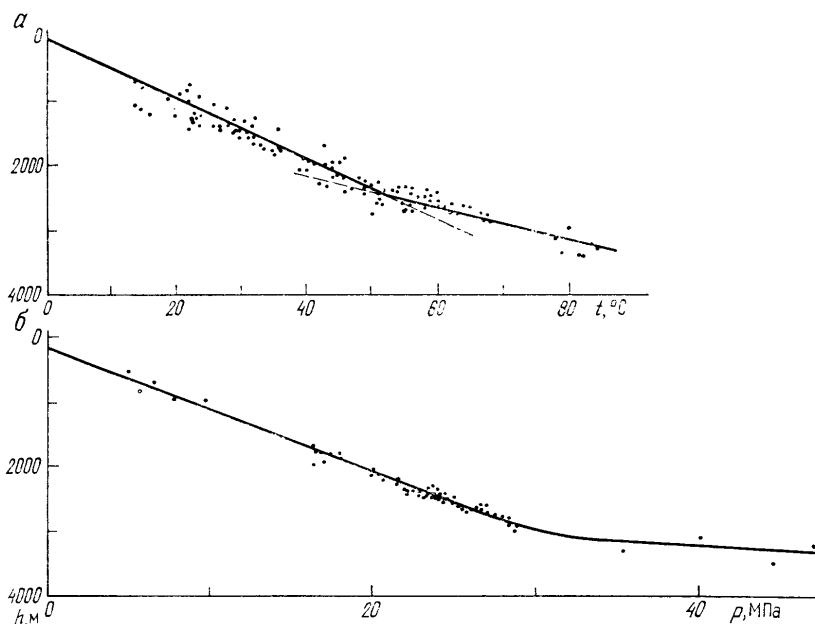


Рис. 104. Изменение температуры пород (а) и пластовых давлений (б) с глубиной в разрезе Енисей-Хатангского прогиба

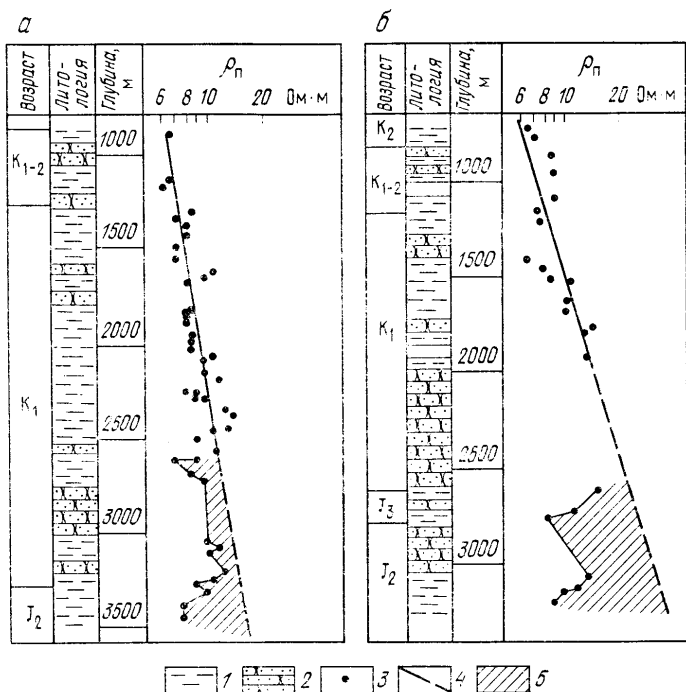


Рис. 105. Выделение глинистых покрывек с аномально высокими поровым давлением по данным электрометрии:

а — в скв. 1 Среднеярской площади, *б* — в скв. 25 Южно-Соленинской площади. 1 — глина; 2 — песчаник; 3 — значение геофизического параметра; 4 — кривая нормально уплотненных глин; 5 — зона АВПод

климат и образование многолетнемерзлых пород не уменьшали температурного градиента, что, в отличие от Непско-Ботуобинской антеклизы, свидетельствует об отсутствии конвективного переноса тепла нисходящей фильтрацией холодных вод в разрезе.

Из рис. 104, *б* видно, что до глубины 3000 м большая часть пластовых давлений несколько ниже нормального гидростатического давления. В интервале глубин 3500—4700 м в отложениях нижнего мела — верхней юры отмечены аномально высокие давления с коэффициентом аномальности до 1,48.

Некоторое понижение пластовых давлений в верхнем интервале, по-видимому, связано с влиянием понижения гидростатического уровня пластовых вод за счет образования толщи многолетнемерзлых пород.

Резкое возрастание пластовых давлений на глубинах ниже 3000 м связано, во-первых, с увеличением глинистости разреза, а следовательно, с образованием глинистой покрывки низкой проницаемости и, во-вторых, с увеличением в течение короткого времени геостатического давления в разрезе за счет образования

толщи многолетнемерзлых пород средней мощностью 300—400 м и отложения четвертичных осадков, которое происходило также с высокой скоростью до 100 м/млн лет.

Выделение зон АВПоД в разрезе Южно-Соленинской и Среднеярской осуществлялось по данным электрометрии по методике кривых нормально уплотненных глин. Удельное электрическое сопротивление глинистых пород в условиях нормальных поровых давлений закономерно увеличивается с 6—7 Ом·м на глубине 800—900 м до 10—12 Ом·м на глубинах 2000—2500 м. Поскольку изменение минерализации пластовых вод незначительно, оно не оказывает заметного влияния на удельное сопротивление. Построение кривых нормально уплотненных глин для изучаемого района не вызывает особых трудностей и зона АВПоД четко выделяется по данным электрометрии. На рис. 105 показаны примеры выделения зоны аномальных давлений в скв. 1 Среднеярской площади и в скв. 25 Южно-Соленинской площади. Расчеты поровых давлений, выполненные по данным электрометрии, хорошо согласуются со значениями прямых замеров. Расчетные значения отличаются от замеренных только на 2 %.

Таким образом, в регионе Енисей-Хатангского прогиба возможно выделение зон АВПоД по данным электрометрии. Представляется перспективным использование для этой цели ультразвукового метода, методов радиометрии и параметров режима бурения.

IV.9. СЕВЕРО-САХАЛИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Особенности геологического строения

Остров Сахалин вместе с Камчаткой, Курильскими островами и большей частью территории Охотского моря в общем региональном тектоническом плане принадлежит Тихоокеанскому кайнозойскому складчатому поясу, расположенному между ложем Тихого океана и платформами.

В геологическом строении острова участвуют протерозой-палеозойские, мезозойские и третичные образования, составляющие три самостоятельных структурных этажа. Они образуют общий кайнозойский мегантиклинорий, состоящий из антиклинориев и синклинориев. Нижний структурный этаж, представленный палеозойскими и верхнемеловыми отложениями,— сложное тектоническое сооружение, характеризующееся крутыми складками субмеридионального и северо-западного простирания с большим числом сбросов северо-западного простирания. Второй (средний) структурный этаж, сложенный верхнемеловыми породами, характеризуется более пологими складками также субмеридионального направления, но отличающимися от нижележащего палеозойского структурного плана. Отложения третьего (верхнего) структурного этажа, сформированного кайнозойскими породами, обычно залегают

несогласно с нижележащим мезозойским комплексом. При этом в западной части острова они унаследуют общие черты как простираения складчатости мезозоя, так и строения складчатых форм, а в восточной части — залегают на породах второго яруса несогласно и имеют черты наложенной структуры. Складчатые формы третьего этажа более спокойные, чем мезозойские.

Протерозой-палеозойские и мезозойские отложения выходят на поверхность преимущественно в пределах Западно-Сахалинских гор, а верхнемеловые породы — в Восточно-Сахалинских горах и на п-овах Шмидта и Крильоне. Палеогеновые и неогеновые отложения, состоящие из шести стратиграфических серий, слагают всю остальную большую часть территории и имеют суммарную мощность более 8000 м.

Наибольший интерес представляет геологическое строение северо-восточной части п-ова Сахалина, к которой приурочены все известные нефтяные месторождения.

На северном погружении Восточно-Сахалинского антиклинория выделяется Охинский тектонический район, с которым связан одноименный нефтегазоносный район. Здесь отмечается не менее семи антиклинальных зон меридионального простираения (Эхабинская, Паромайская, Сабинская, Некрасовская и др.), протягивающихся на сотни километров. Наиболее погруженная восточная сильно дислоцированная зона протягивается вдоль побережья Охотского моря. Сабинская зона в основном газоносная, остальные — нефтеносные и нефтегазоносные.

Большинство локальных структур, образующих указанные зоны, — брахиантиклинальные сравнительно небольших размеров, асимметрично построенные и разбитые многочисленными (сбросы, надвиги) как продольными, так и поперечными нарушениями (например, структуры Охинской, Восточно-Эхабинская, Мухтинская, Паромайская, Некрасовская и др.)

Пласты-коллекторы большинства месторождений Северного Сахалина содержат флюиды, давление которых близко к нормальному гидростатическому или незначительно отличается от него ($K_a = 0,95 \div 1,05$). Такие значения пластовых давлений характерны для месторождений Охинской, Одоптинской, Волчинской, Сабинской и Дагинской антиклинальных зон. Аномально высокие пластовые давления (с коэффициентом аномальности до 2) встречены при разбуривании отложений окобыкайского возраста, вскрытых скважинами в пределах группы антиклинальных поднятий Паромайской тектонической зоны. В ряде случаев проявление АВПД начинается здесь с глубины 650 м.

Главенствующая роль в формировании Паромайской антиклинальной зоны принадлежит субмеридиональному глубинному разлому. В поверхностных условиях ему соответствует система разрывов регионального и зонного ранга, современный морфологический тип которых — разнонаправленные надвиги и взбросо-надвиги, сопровождаемые сбросами отставания. Зоны выходов надвигов на поверхность четко выражены в рельефе. По мнению

геологов Северного Сахалина, образование зон аномально высоких давлений связано с «выводом» изолированных песчаных линз в современное структурное положение.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования АВПД

Возможности выделения зон АВПоД в Северо-Сахалинской нефтегазоносной области были изучены по материалам ГИС (электрометрия и ультразвуковой метод) по двум площадям Паромайской антиклинальной зоны — Горомайской и Паромайской [1]. Для этой цели было рассмотрено применение всех трех наиболее известных методик прогнозирования аномальных давлений: кривых нормально уплотненных глин, эквивалентных глубин и компрессионной кривой.

Изучение материалов четырех скважин показало, что практически во всех случаях обнаруженные зоны АВПоД в условиях месторождений Северного Сахалина после вскрытия ее кровли не вызывает значительных затруднений. На рис. 106 достаточно четко выделяются зоны поровых давлений с глубины 2000 м по данным электрометрии и акустического метода. Полученные результаты количественной оценки АВПоД по различным методикам достаточно близки и хорошо согласуются с данными прямых замеров. Относительное отклонение расчетных величин порового давления от замерного пластового не превышает 5 %.

Тем не менее, предварительный прогноз аномальных давлений на глубины, опережающие забой скважины более чем на 30—50 м, пока затруднен. Это объясняется малыми мощностями глинистых пород-покрышек, которые, как правило, чередуются с достаточно мощными коллекторами. То есть в каждом отдельном случае (особенно при разбуривании разведочных площадей) может быть неожиданно встречен пласт, давление в котором зна-

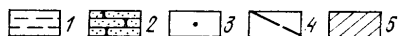
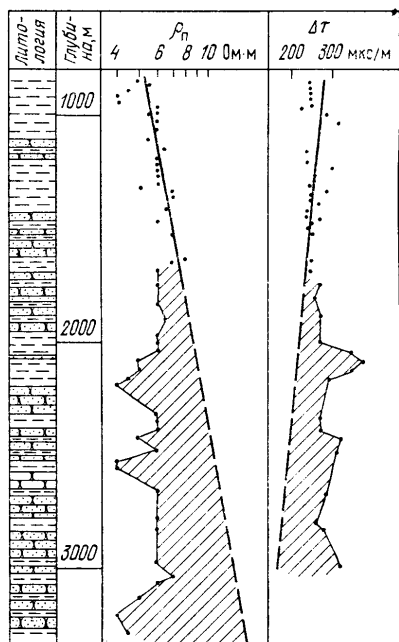


Рис. 106. Выделение глинистых покрышек окобыкайского горизонта с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии и ультразвукового метода в скв. 20 площади Горомай (Северо-Сахалинская нефтегазоносная область).

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — измеренное значение геофизического параметра; 4 — кривая нормально уплотненных глин; 5 — зона АВПоД

чительно превышает нормальное, гидростатическое или, наоборот, давление флюида в нем резко уменьшается.

Так, например, много хлопот доставила геологам и буровикам скв. 202 месторождения Паромай. Уже на глубине 650 м поровое давление флюидов, насыщающих разбуриваемые отложения, превышало нормальное на 3,5 МПа. Бурение велось без каких-либо помех при плотности промывочной жидкости 1,7 г/см³. Однако на глубине 751 м произошел выброс ПЖ с последующим переходом скважины на открытое фонтанирование чистым газом. Этому факту можно найти объяснение, если обратиться к расчетным значениям порового давления, полученным по данным ГИС. Так, уже на глубине 740 м градиент порового давления был равен $2,23 \times 10^{-2}$ МПа/м. Поэтому даже при увеличении плотности промывочной жидкости до 1,98 г/см³ скважина продолжала переливать. И лишь при увеличении плотного ПЖ до 2,2 г/см³ удалось продолжить бурение. Однако снова «неожиданность» — на глубине 1256 м при плотности ПЖ 1,72 г/см³ произошло ее поглощение. Расчеты порового давления показывают, что плотность промывочной жидкости должна быть равной 1,3—1,4 г/см³.

Этот пример свидетельствует о том, что для качественного и безаварийного бурения скважины в условиях аномальных давлений необходимы постоянный контроль за выделением зон АВПоД и оценка поровых давлений с помощью геофизических методов исследований скважин, а также использование для этой цели данных изменения параметров режима бурения. Наиболее перспективной для прогнозирования АВПД в условиях Северного Сахалина представляется универсальная методика компрессионной кривой (см. табл. 8), с помощью которой можно успешно оценивать аномальные давления в сложной обстановке разрывных нарушений и несогласного залегания пород, а также в условиях неравномерного и маломощного распределения по разрезу пластов глинистых пород.

IV.10. ДНЕПРОВО-ДОНЕЦКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Особенности геологического строения

Днепрово-Донецкая нефтегазоносная область приурочена к одной впадине.

Днепрово-Донецкая впадина (ДДВ) представляет собой глубокий прогиб на территории Восточно-Европейской платформы. Осадочная толща ДДВ сложена породами палеозоя, мезозоя и кайнозоя, залегающими на размытой поверхности фундамента. Наиболее древние известные образования осадочного чехла — отложения девонской системы (В. А. Хоменко, 1964 г.).

Большая мощность осадочного чехла, интенсивная тектоническая подвижность определили возможность образования в ДДВ складок большой амплитуды (до 1300 м), в сводовых частях которых при заполнении их газом образуются аномально высокие (избыточные) давления.

В тектоническом отношении ДДВ состоит из Днепровского грабена, зоны сочленения его с Донецким складчатым сооружением, а также прилегающих бортовых частей.

Бортовые части прослеживаются на всем протяжении впадины и характеризуются моноклинальным залеганием докембрийского фундамента, на котором располагается сравнительно маломощная осадочная толща. Породы фундамента и осадочного чехла осложнены разрывными нарушениями, в результате чего образовались моноклинальные ступени, наклоненные в сторону Днепровского грабена под углами от 1—2 до 10—17°. Амплитуда разрывных нарушений небольшая — 100—200 м. Однако на участках, где к бортам со стороны грабена примыкают впадины по фундаменту, амплитуда краевых разломов достигает 2000—4000 м.

Южный борт, являющийся склоном Украинского щита, характеризуется очень плавным погружением фундамента, сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла — 2000—3000 м и территориально представляет собой полосу шириной от 10—15 до 70 км. Северный борт более дислоцирован и погружен. Мощность осадочного чехла доходит до 3000—4500 м, амплитуда разрывных нарушений в зоне краевых разломов максимальная и достигает 4000 м. Северный борт, или склон Воронежского массива, представляет собой более широкую, чем южный, полосу шириной от 40 до 150 км.

Днепровский грабен занимает центральную часть ДДВ и характеризуется интенсивно дислоцированным рельефом фундамента. Амплитуды нарушений, составляя по поверхности кристаллического основания 1500—2000 м, постепенно уменьшаются вверх по разрезу. Ширина Днепровского грабена в районе Черниговско-Брагинской седловины не превышает 70 км, постепенно увеличиваясь в юго-восточном направлении до 120—130 км. От Украинского кристаллического щита и Воронежского массива грабен отделяется краевыми разломами, образующими систему кулисообразно расположенных крупных сбросов северо-западного простирания. Системой нарушений субмеридионального простирания центральная часть грабена разделяется на западную приподнятую половину (Ичнянско-Лютеньковскую) и восточную опущенную (Полтавско-Красноградскую), характеризующиеся различной мощностью осадочного чехла, интенсивностью соляного тектогенеза, литологией отдельных стратиграфических комплексов, условиями залегания нефтегазоносных горизонтов и т. п.

Зона сочленения расположена на восточном продолжении грабена. Ее восточная граница проходит по меридиану г. Артемовска как самостоятельная тектоническая структура. Эта зона сформировалась в результате разнонаправленных тектонических движений.

В послекембрийское время в Днепровском грабене преобладало опускание территории, а в Донецком складчатом сооружении — подъем. Для зоны сочленения характерно более глубокое погружение фундамента, чем в Днепровском грабене, наличие крупных

надвигов в краевых его частях, большая мощность каменноугольных отложений, повышенная степень их метаморфизма, широкое развитие солевой тектоники и др. Ширина зоны сочленения колеблется от 110 до 140 км.

Система продольных и поперечных нарушений фундамента, обусловившая его блоковое строение, находит отражение в покрывающей осадочной толще, что выражается в распределении фаций и мощностей осадков, развитии складчатых и разрывных нарушений осадочного чехла.

В результате тектонических движений, проявившихся в процессе формирования осадочного чехла ДДВ, выделяют четыре крупные перестройки структурных планов, приведшие к образованию структурных этажей: девонского, верхневизейско-пермского, верхнепермско-мезозойского и кайнозойского. Строение девонского структурного этажа из-за наличия двух соленосных толщ сложное. Нижняя его подсолевая часть повторяет в общих чертах рельеф фундамента, а надсолевая находит отражение в структурных формах верхних структурных этажей, с отложениями которых связывают запасы углеводородов. Верхневизейско-нижепермский структурный этаж представлен отложениями карбона и нижней перми, залегающими в разнообразных структурных формах: брахиантклинали, купола, моноклинали, структурные носы, террасы и другие, в большинстве случаев осложненные тектоническими нарушениями. Верхнепермско-мезозойский структурный этаж выполнен отложениями верхней перми, триаса, юры и мела. В нем так же, как и в предыдущем этаже, отмечаются разнообразные структурные формы, но менее четко выраженные. Кайнозойский структурный этаж характеризуется очень пологими структурными формами, за исключением прогибов над соляными штоками, где отмечается резкое увеличение мощностей отложений кайнозоя.

На формирование структурных планов осадочного чехла существенное влияние оказали процессы галогенеза, в результате которых сформировались диапировые, криптодиапировые и брахиантклинальные структуры (Шебелинская, Солоховская, Ефремовская и др.). Возникновение таких структур обязано наличию в разрезе ДДВ мощных галогенных толщ девонского и нижепермского возрастов и связано с наиболее крупными фазами тектонических движений.

Гидродинамическая характеристика геологического разреза ДДВ чрезвычайно многообразна. В связи с наличием в осадочной толще впадины региональных флюидоупоров в юрских, триасовых, пермских отложениях выделяются следующие гидродинамические зоны: активного, замедленного и весьма замедленного водообмена. Зона активного водообмена охватывает породы от кайнозоя до юры в центральной части ДДВ, где разрез представлен наиболее полно. В направлении к бортовым частям впадины и зоне «открытых» палеозойских структур в зону активного водообмена могут падать более древние породы, вплоть до каменноугольных.

В зоне замедленного водообмена залегают породы юрского, триасового и верхнепермского возрастов.

Напор вод зон активного и замедленного водообмена создается, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков и обусловлен гидравлическими уклонами, фильтрационными свойствами коллекторов и водоупоров.

Зона весьма замедленного водообмена залегает под нижнепермским региональным водоупором, характеризуется развитием элизионной и термогидродинамической водонапорных систем и не имеет активной связи с областями инфильтрационного питания. В этой зоне залегают породы от нижнепермских до девонских включительно.

Общая закономерность пластовых вод ДДВ — увеличение их минерализации с глубиной, однако выявлены и отклонения от этой закономерности. Изменения температур пород с глубиной по площади ДДВ определяются гидрогеологическими условиями, литологическим составом пород и тектоническими движениями. Повсеместно отмечается увеличение температуры с глубиной. Однако в различных частях впадины увеличение температуры не одинаково. Анализ изменения геотермических градиентов показывает, что температура пород, залегающих в зонах активного и замедленного водообмена, повышается более интенсивно в сторону разгрузки инфильтрационных вод, т. е. от северного борта впадины к южному и на погружении впадины от северо-западной ее части к юго-восточной. В зонах весьма замедленного водообмена основными факторами, влияющими на распределение температуры, являются восходящие движения флюидов и изменение литологического состава пород. Подтверждение этого — положительные температурные аномалии в области региональных разломов, ограничивающих Днепровский грабен с севера на юг.

Распределение пластовых давлений в разрезах ДДВ и их природа изучены недостаточно. Тем не менее, собранный Ю. С. Старостиным фактический материал, результаты исследований, опубликованные различными авторами, позволяют выявить зоны нормальных и аномальных давлений пластовых флюидов. В отложениях осадочных пород от кайнозойского до верхнепермского времени пластовые давления являются нормальными гидростатическими. В толще нижнепермских отложений в породах среднего, нижнего карбона и в отдельных случаях девона встречаются аномально высокие пластовые и поровые давления. Одна из моделей образования аномальных давлений в этом районе, связанная в основном с тектоническими факторами, подробно изложена в подразд. III.1.2.

Кроме того, известен механизм образования избыточных АВПД в газоносных отложениях нижней перми. Давления достигают 40 МПа на глубине 2980 м и приурочены к сводовым частям залежи. К газоводяному контакту аномальность давлений уменьшается вплоть до нормального гидростатического.

Результаты исследований и перспективы прогнозирования АВПД

На основании изложенного видно, что аномально высокие пластовые давления встречены на значительной территории ДДВ в осадочных отложениях от нижнепермского возраста до девона. По условиям образования, проявления и прогнозирования можно выделить две основные зоны развития АВПД: первая — в отложениях нижнепермского возраста; вторая — в осадочной толще пород среднего и нижнего карбона.

Первая зона, выявленная в среднем интервале глубин от 2000 до 3000 м, связана с отложениями, представленными в основном галогенно-карбонатной толщей. Покрышками пород-коллекторов с АВПД чаще всего являются каменная соль и ангидрит. Глинистые породы по разрезу встречаются неравномерно, часто со значительными примесями соли и карбонатного материала. Пласты с аномально высоким давлением часто вскрываются неожиданно, давления меняются резко, скачкообразно.

Как уже отмечалось, природа образования аномальных давлений в указанной зоне связана с избыточными давлениями массивно-пластовых залежей с большим этажом газоносности. Перспективы прогнозирования давлений в этом случае связаны с использованием данных изменения параметров режима бурения (см. подразд. III.2.4). Применение методов ГИС в таких условиях для оценки аномальных давлений пока не представляется возможным.

Вторая зона развития АВПД отмечается с глубины 4000 м в терригенно-карбонатных породах среднего и нижнего карбона. Градиент аномального давления достигает $1,92 \cdot 10^2$ МПа/м. Подшова этой зоны скважинами еще не вскрыта.

Так как в подсолевых отложениях нижней перми и верхнего карбона величины пластовых давлений практически повсеместно снижаются до нормальных гидростатических, соответственно и глинистые породы, залегающие в этом интервале глубин, характеризуются нормальными поровыми давлениями. Это создает неплохие условия для прогнозирования аномальных давлений второй зоны по данным геофизических исследований скважин. Для этой цели по материалам Ю. С. Старостина был проведен анализ возможностей использования различных методов ГИС для выделения зон АВПД и количественной оценки давлений — электрометрии, радиометрии и ультразвукового метода.

Существенное влияние на применение методов ГИС в ДДВ оказывают как литологические особенности изучаемого разреза, так и термобарические условия залегания осадочных пород. Так, в зоне АВПД, вскрываемых на глубинах 3500—4000 м, температура пород достигает 200 °С, а пластовые давления 100 МПа. Поэтому при проведении геофизических исследований в изучаемом районе повышаются требования к скважинной аппаратуре и, соответственно, к качеству получаемой информации.

Электрометрия, используемая для выделения зон АВПД, включает определения удельного электрического сопротивления

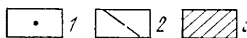
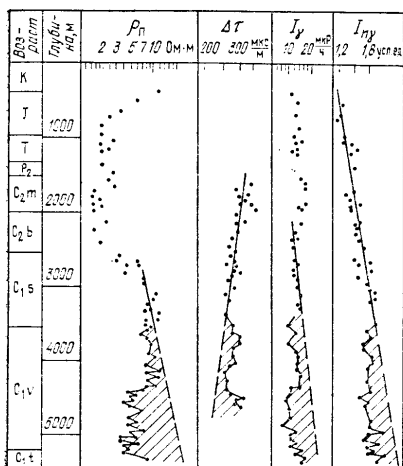


Рис. 107. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электротометрии, ультразвукового метода, ГМ и НГМ в скв. 49 Солоховской площади.

1 — значение геофизического параметра;
2 — кривая нормально уплотненных глин;
3 — зона АВПОД

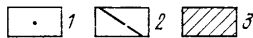
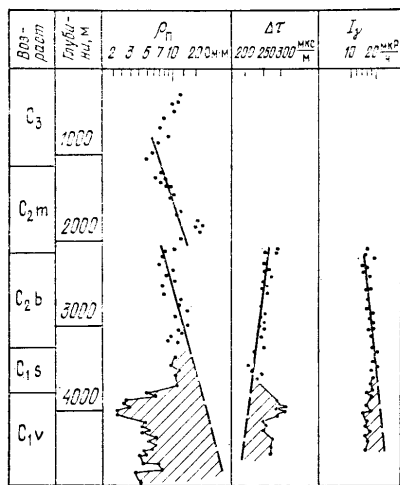


Рис. 108. Выделение глинистых покрышек с АВПОД по данным электротометрии, ультразвукового метода и метода естественной радиоактивности в скв. 2 Новомечетилловской площади (ДДВ).

Условные обозначения те же, что на рис. 107

глинистых пород методами БЭЗ, СЭЗ, стандартной электротометрией, а также проводимости индукционным методом. Чаще для этой цели применяют данные, полученные при БЭЗ и по стандартному зонду.

Удельное электрическое сопротивление глинистых пород в ДДВ изменяется от 2—3 на малых глубинах до 30—40 Ом·м на глубинах свыше 3000—4000 м.

Основной повсеместный искажающий фактор при использовании данных электротометрии для выделения зон АВПОД — изменение минерализации пластовых вод. Причем, если этот фактор в других нефтегазоносных областях оказывает существенное влияние на глубинах до 1000—1500 м, то в ДДВ его заметное влияние ощущается до глубин 3000 м и более (рис. 107). Несомненное влияние на изменение минерализации пластовых вод оказывают мощные галогенно-ангидритовые толщи пород. Имеются и другие трудности при построении кривых нормально уплотненных глин по данным изучения удельного электрического сопротивления. Это, в основном, вызвано неравномерным распределением в разрезе ДДВ глинистых пород, их малой мощностью, а также непостоянством их минералогического состава, наличием органики, степенью вторичных преобразований и т. п.

В ряде случаев построенная для некоторых районов ДДВ кривая нормально уплотненных глин имеет сложную ступенчатую форму (рис. 108), что не позволяет однозначно интерпретировать зоны АВПоД. Лишь применение методики компрессионной кривой дает возможность оценить, что в данном случае имеет место в разрезе: разрывное нарушение, значительный размыв или зона АВПоД. Так, на рис. 108 изменение кривых нормально уплотненных глин объясняется размывом пород на границе отложений верхнего и среднего карбона.

Применение ультразвукового метода для прогнозирования аномально высоких давлений в разрезах ДДВ имеет большую перспективу получения качественной информации, чем применение методов электротриеметрии. Это связано с тем, что на показания ультразвукового метода не оказывают существенного влияния вмещающие породы. ПЖ и практически не влияет изменения минерализации пластовых вод (см. рис. 108). Кроме того, применяемая в настоящее время аппаратура позволяет с достаточной точностью определять истинное интервальное время пробега упругих волн Δt для пластов мощностью до 1 м, что очень важно в сложных условиях тонкослоистого разреза. Тем не менее, для получения качественных результатов ультразвуковым методом необходима тщательная подготовка исследуемых скважин (дегазация, очищение от шлама промывочной жидкости и приведение ее вязкости к величинам не более 90—120 с), проведение последовательных исследований в небольших интервалах 50—150 м с соблюдением соответствующих требований к записи.

Выполнение отмеченных условий позволяет получать качественную информацию об упругих свойствах пород разреза, повышает надежность выделения «чистых» глин и обеспечивает однозначное выделение зон аномально высоких поровых давлений.

Из методов радиотриеметрии с целью изучения аномальных давлений в разрезе ДДВ были рассмотрены нейтронные (НГМ и ИНМ), гамма-гамма (ГГМ-плотностной вариант) и метод естественной радиоактивности горных пород (ГМ).

Применение нейтронных методов для оценки аномальных давлений связано с определенными трудностями. Во-первых, это вызвано низким качеством материалов импульсного нейтрон-нейтронного метода — при повторных исследованиях вычисляемые времена жизни тепловых нейтронов в глинистых породах или декременты их затухания отличаются от первоначальных в 2 раза. Во-вторых, применяемые масштабы записи и малые скорости счета против глинистых пород не обеспечивают достаточной точности определения нейтронных параметров. Кроме того, применяемые поправки за влияние скважинных условий при больших кавернах против глинистых пород не дают необходимого эффекта при интерпретации данных.

Тем не менее, в тех случаях, когда исследования нейтронным гамма-методом выполняются одной аппаратурой в больших интервалах разреза, даже при наличии больших каверн удастся по-

строить кривые нормально уплотненных глин и однозначно выделить зону АВПоД (см. рис. 107).

Применение метода рассеянного гамма-излучения (ГГМ) в условиях ДДВ для изучения аномальных давлений не представляется целесообразным из-за малой глубинности исследований, сильного влияния скважинных условий и близких значений плотностей пород в терригенных участках разреза.

Метод естественной радиоактивности горных пород был впервые успешно применен для выделения зон АВПоД именно для разрезов Днепровско-Донецкой впадины (см. рис. 107, 108).

Теоретическое обоснование применения этого метода достаточно подробно изложено в подразд. II.3.4.

Примеры качественного выделения зон АВПоД изображены на рис. 109. Анализ изменения естественной радиоактивности показал, что в зонах АВПоД гамма-излучение глинистых пород в среднем уменьшается по сравнению со значениями на кривой нормального распределения на 2—4 мкР/ч, что составляет около 15—30 % суммарной радиоактивности глин. Интересно, что в ряде скважин (см. рис. 109) по данным ГМ можно построить не одну, а две «нормали», причем на различных глубинах в разновозрастных отложениях. Ранее было установлено (см. подразд. II.3.4), что ГМ в отличие от других методов ГИС не реагирует на разрывные нарушения, несогласное залегание пород и т. д. Также было выяснено, что этот метод может как бы «запоминать» аномально высокие давления, существовавшие ранее, т. е. палеодавления, и не дожившие до наших дней. По всей вероятности, много лет назад зона аномально высоких давлений в ДДВ располагалась несколько выше, а затем произошло частичное расформирование АВПоД в силу различных причин. Так, на Солоховской площади АВПоД в те времена могли появляться уже на глубине 2000 м в отложениях среднего карбона. Несколько повышенные палеодавления существовали на Волошковской (ниже 4000 м), на Близнецовской (ниже 3500 м) площадях. То есть характерные ступени изменения зависимостей естественной радиоактивности от глубины могут быть объяснены существованием в ДДВ аномальных давлений в более раннее время и затем их частичным или в отдельных случаях полным расформированием.

Для повышения достоверности ГМ при выделении зон аномально высоких давлений необходимо добиваться уменьшения погрешности измерения, в том числе введением соответствующих поправок за влияние изменения диаметра скважины и плотности промывочной жидкости. Для количественной оценки поровых давлений по ГМ возможно построение эмпирических зависимостей величин I_γ от пластового давления на различных глубинах.

Таким образом, из анализа результатов применения основных геофизических методов исследования скважин, применяемых для изучения аномальных давлений, видно, что наиболее информативными в разрезах ДДВ в порядке значимости являются: ультразвуковой метод; электрометрия; гамма-метод; нейтронный гамма-

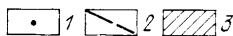
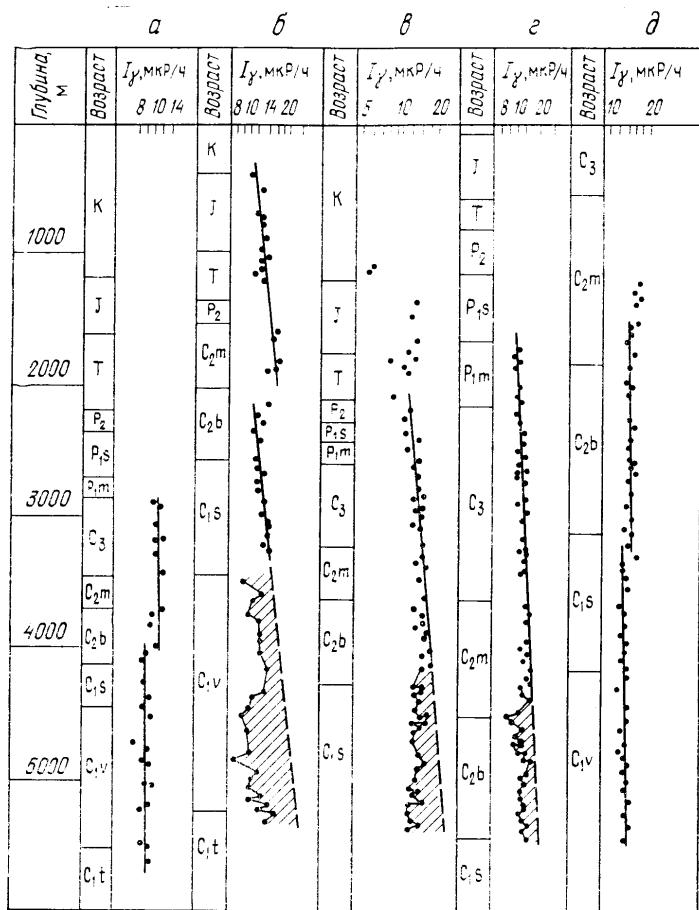


Рис. 109. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным метода естественной радиоактивности пород в скважинах, расположенных в разных частях ДДВ.

1 — значение параметра I_{γ} в глинах; 2 — кривая нормально уплотненных глин; 3 — зона АВПоД. Скважины: а — 134 Волошковская, б — 49 Солоховская, в — 1 Водяновская, г — 600 Шебелинская, д — 621 Блинецовская

метод. Ультразвуковой метод при соответствующем качестве подготовки скважин и проведения геофизических работ успешно выделяет зоны АВПоД и позволяет надежно решать задачу количественной оценки аномальных давлений. Остальные методы электротометрии и радиометрии должны обязательно использоваться в комплексе, дополняя один другой. Перспективными для прогнозирования аномальных давлений в ДДВ представляются методы, связанные с контролем изменения параметров бурения и с изучением физических свойств образцов керна и шлама.

IV.11. ПРЕДКАРПАТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН

Особенности геологического строения

В Карпатской геологической провинции наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляет Предкарпатский прогиб, в пределах которого находятся две нефтегазоносные области (платформенная и геосинклинального склона) и перспективные нефтегазоносные территории Закарпатских впадин.

В Предкарпатском прогибе выделяется внутренняя сложно построенная складчатая часть и внешняя, имеющая простое тектоническое строение платформенного типа. Внутренняя часть надвинута на внешнюю (Стебнинский надвиг).

Для Предкарпатского нефтегазоносного района характерен мощный разрез мезозой-кайнозойских отложений. Этот район испытал во времени очень сложное развитие. Сложность обусловлена тем, что район расположен на границе с горной областью Карпат.

В меловую эпоху во внутренней зоне Предкарпатского прогиба дно морского бассейна было вовлечено в устойчивое прогибание. При этом скорость прогибания то относительно увеличивалась, то замедлялась. Это способствовало тому, что в течение верхнемеловой эпохи накопились флишевые отложения мощностью до 1000 м. Их состав — типичный двухкомпонентный песчано-глинистый, местами с прослоями мергелей и известняков.

В палеогеновую эпоху происходит унаследованное развитие от предыдущего времени. В палеоцене накапливается тонкоритмичный глинистый флиш мощностью от 20 до 200 м.

В эоцене дно бассейна во внутренней зоне развивается более дифференцированно. На юго-востоке накапливаются глинисто-песчаные и мергелистые отложения, которые сменяются песчанисто-известкисто-глинистыми и, наконец, чисто глинистыми. На северо-западе формируются глинисто-песчаные и песчаные породы.

В олигоценное время глубина бассейна осадконакопления продолжает изменяться (колебаться), что способствовало накоплению некарбонатного и карбонатного флища. Северо-восточные районы в среднемиоценовое время были приподняты, что привело к размытию ранее накопившихся отложений.

В результате последующего развития палеогеновые отложения были перекрыты глинистыми, засоленными молассовыми образованиями поляницкой (палеоген-неоген) и воротыщенской (неоген) свит. Их мощность достигает 2000—3000 м, что свидетельствует о большой скорости осадконакопления. В более позднюю стадию альпийского орогенеза поляницкие и воротыщенские отложения были либо размыты, либо срезаны тектонически. В стебниковское и балическое время в северо-восточной полосе внутренней зоны происходило накопление молассовых соленосных глинистых толщ. Амплитуда прогибания достигала 2000—3000 м.

Таким образом, в строении изучаемого района принимают участие в основном флишевые отложения мелового и палеогенового возраста, а также молассовые осадки палеоген-неогена. Слагающие породы сильно дислоцированы и смяты в складки, опрокинутые или надвинутые друг на друга.

Нефтяные и газовые залежи Предкарпатского района приурочены к юрским, меловым, палеогеновым и неогеновым отложениям. Пластовые давления в залежах, а также в водоносных горизонтах характеризуются различными значениями — от аномально низких ($K_a = 0,9 \div 0,95$) до аномально высоких (K_a до 2,1). Сложность геологического строения региона обуславливает сложный характер распределения пластовых давлений как по глубине, так и по площади.

Результаты определения АВПоД и перспективы прогнозирования АВПД

Сложность и необычность геологического строения Предкарпатского района определяет специфику применения методик прогнозирования аномальных давлений. Это выражается прежде всего в особенностях построения кривых нормально уплотненных глин, которые в связи с многоэтажностью разреза, повторением одновозрастных толщ имеют, как правило, прерывистый характер.

Результаты выделения зон АВПоД по данным электрометрии на площадях Предкарпатья показали необходимость построения кривых нормально уплотненных глин для каждого тектонического этажа отдельно [24]. При этом сохраняется параллельность между указанными линиями.

В качестве примера использования методики кривых нормально уплотненных глин в Предкарпатье рассмотрим определение зоны АВПоД и оценку величины аномально высокого давления по геофизическим материалам скв. 3-Рожнятов (рис. 110).

Скважина вскрыла три тектонических этажа, представляющих собой надвинутые одна на другую складки: Струтынскую, Нижне-Струтынскую и Рожнятовскую (см. рис. 110). Отложения каждой складки характеризуются своей линией нормального уплотнения глин. Зона аномально высоких поровых давлений отмечается с глубины 2500 м. Значения поровых давлений, вычисленные по данным стандартной электрометрии (зонд А2,0М0,5N) хорошо совпадают с результатами определения пластового давления по плотности промывочной жидкости, переливающейся из скважины, а также с данными, полученными опробователем на каротажном кабеле.

Сопоставление градиентов поровых давлений, вычисленных по геофизическим данным, с градиентом давлений, определенных по плотности ПЖ в этой же скважине, показывает, что во многих случаях плотность ПЖ не соответствовала реальным пластовым давлениям, что явилось причиной ряда осложнений при бурении скважины в зоне АВПоД. Так, на глубине забоя 2928 м в сква-

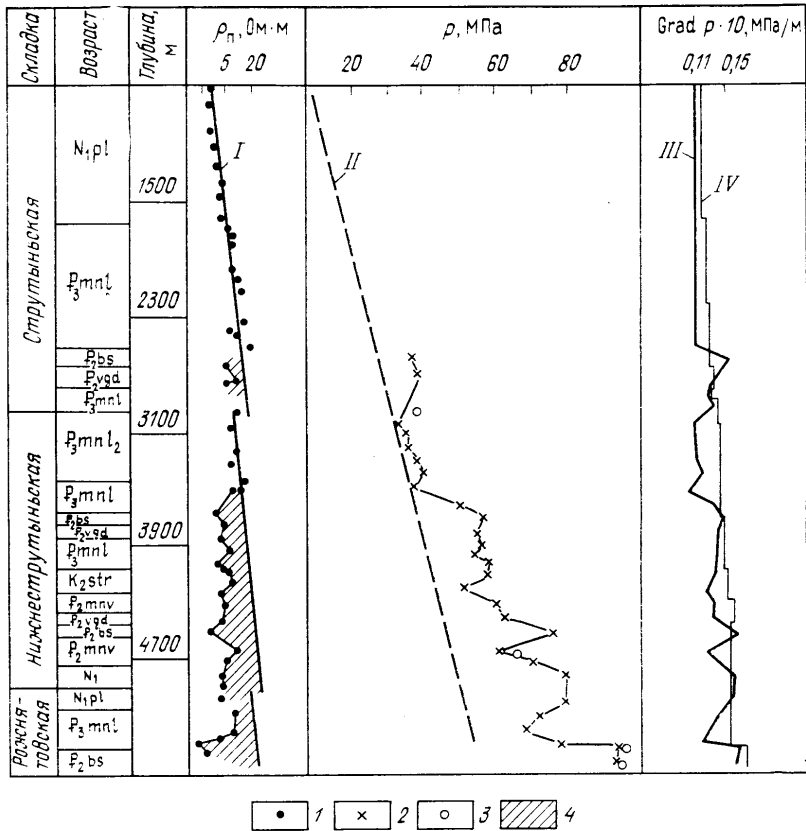


Рис. 110. Выделение глинистых покрышек с аномально высоким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 3-Рожнятов (Предкарпатский нефтегазоносный район).

I — кривая нормально уплотненных глин; *II* — линия изменения нормального гидростатического давления; *III* — кривая вычисленного градиента порового давления; *IV* — изменение градиента давления, создаваемого промывочной жидкостью при бурении; 1 — измеренное значение удельного электрического сопротивления; 2 — вычисленное значение АВПоД; 3 — измеренное значение пластового давления; 4 — зона АВПоД

жине отмечалось водопроявление в виде слабого перелива ПЖ плотностью 1,32—1,48 г/см³. На глубине 4680 м наблюдалось газопроявление в виде разгазирования промывочной жидкости. Плотность ее снизилась при этом с 1,72 до 1,48 г/см³, а в интервале 5304—5430 м — с 1,90 до 1,46 г/см³.

Следует отметить, что по скв. 3-Рожнятов нами определены величины аномального давления и по методике эквивалентных глубин. Получены близкие результаты.

Помимо экспериментальных определений АВПоД в ранее пробуренных скважинах в условиях Карпатского региона проводилось прогнозирование АВПД непосредственно в процессе бурения ряда новых скважин, что позволило избежать серьезных осложнений

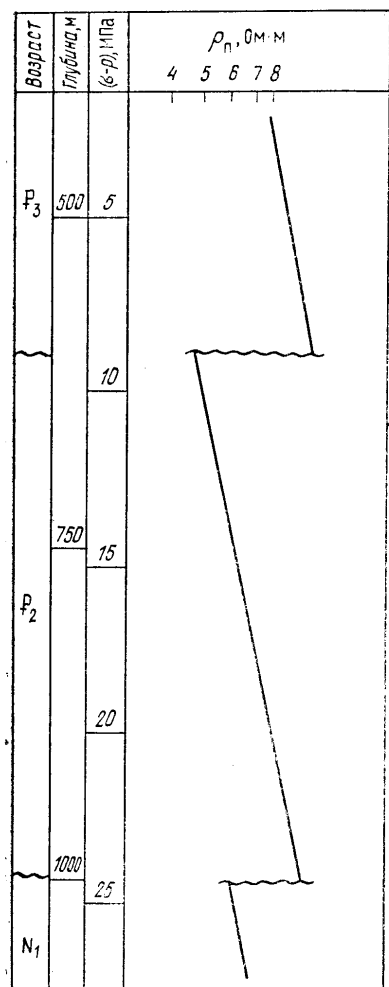


Рис. 111. Выделение разрывных нарушений, связанных с методом компрессионной кривой в скв. 11 площади Делятин (Береговой надвиг, Предкарпатский нефтегазоносный район)

при их бурении. Интересно отметить, что при бурении скв. 1-Луковец без учета данных прогнозирования АВПД на глубине 2810 м произошел прихват бурильной колонны. Аварию ликвидировать не удалось. В дальнейшем вынуждены были бурить новый ствол данной скважины, причем в процессе бурения осуществлялось прогнозирование АВПД. Кривая нормально уплотненных глин в разрезе этой скважины имеет также прерывистый характер и состоит из двух частей, соответствующих отложениям складок Пневской и Луковецкой.

Кровля зоны повышенного порового давления по данным электрометрии в скважине отмечается на глубине 2000 м. Значения градиентов поровых давлений в процессе бурения скважин до глубины 3800 м колеблются в пределах $(1,35 \div 1,61) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

Прогнозирование аномального давления осуществлялось в процессе бурения на глубину 200—300 м ниже фактического забоя скважины (например на интервалы 3200—3500, 3500—3700, 3700—3800—4000 м). Относительное расхождение прогнозных величин давления с данными прямых замеров составило не более $\pm 2\%$. Бурение нового ствола скв. 1-Луковец до глубины 4000 м с учетом данных прогнозирования прошло без аварий.

Однако интервалы отложений с известными аномально высокими поровыми давлениями разбуривались с применением ПЖ, плотность которых значительно превышала рассчитанные по поровому давлению и давлению в коллекторах по данным опробования. Практика подавления высокого пластового давления вскрываемого пласта переутяжеленными ПЖ часто приводит к поглощению ПЖ и, как следствие этого, к неожиданным выбросам, тяжелым авариям. Поэтому, учитывая прогноз глубины залегания и величины пластового давления, необходимо проводить бурение при

минимальном утяжелении ПЖ в условиях равновесия между пластовым давлением и давлением столба ПЖ. Это, в свою очередь, позволит увеличить скорость бурения скважин и снизить себестоимость буровых работ.

Опыт применения методики кривых нормально уплотненных глин в Предкарпатском нефтегазоносном районе показывает возможность прогнозирования зон аномально высоких пластовых давлений в этом районе за 150—300 м до пластов, характеризующихся АВПД. Поровые давления, вычисленные по данным электрометрии скважин, удовлетворительно совпадают с пластовыми давлениями, замеренными глубинными манометрами, опробователями на каротажном кабеле или рассчитанными по плотности ПЖ.

Тем не менее, в ряде случаев применение методики кривых нормально уплотненных глин не позволяет однозначно выделять зону АВПоД в геологическом разрезе с многоэтажно-надвиговым строением. Это связано со сложностью выделения зоны АВПоД и смещением кривой нормально уплотненных глин в результате разрывных нарушений.

Более усовершенствованная методика компрессионной кривой дает возможность решить обе поставленные задачи: определить интервалы несогласного залегания пород (см. разд. V.1) и оценить аномальное поровое давление (см. подразд. III.2.1). Пример выделения разрывных нарушений в разрезе скв. 11 площади Делятин изображен на рис. III.

Результаты количественной оценки поровых давлений по методике компрессионной кривой практически не отличаются от данных, полученных по достоверным кривым нормально уплотненных глин, и хорошо совпадают с прямыми замерами.

Учитывая сложность геологического разреза Предкарпатской нефтегазоносной области для прогнозирования аномальных давлений, в этом районе необходимо использовать в первую очередь методику компрессионной кривой с применением комплексирования электрометрии с ультразвуковым методом и методами радиометрии.

V. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Правильный прогноз распространения зон аномальных давлений и оценки их значений позволяет вести бурение в условиях гибкого балансирования в системе скважина—пласт. В результате значительно улучшаются показатели эффективности глубокого бурения, сокращается время освоения скважин. Бурение — одна из основных областей использования данных о распределении аномальных давлений в разрезе.

Однако методы и результаты прогнозирования аномальных пластовых давлений можно использовать не только при бурении, но и для решения целого ряда других практических задач при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа. На некоторых мы остановимся ниже.

VI.1. НОВЫЕ СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Здесь предлагается способ изучения особенностей геологических разрезов по данным геофизических исследований, позволяющий определять границы разрывных нарушений, несогласного залегания осадочных горных пород, толщин осадков выпавших из нормальной последовательности слоев в результате эрозионных процессов. Использование этого подхода позволяет сделать важные выводы о характере, интенсивности и длительности тектонических движений, времени складкообразования и т. д., что, в свою очередь, дает возможность выявить особенности истории геологического развития изучаемых территорий и, соответственно, оценить перспективы их нефтегазоносности.

И раньше исследователи проявляли интерес к изучению разрывных нарушений и зон эрозии. Эти вопросы были затронуты в работах, связанных с прогнозированием аномально высоких пластовых давлений по данным ГИС. Так, изучение возможности оценки АВПД в регионах с многоэтажно-надвиговым строением [24] выявило необходимость построения кривых нормально уплотненных глин для каждого тектонического этажа отдельно, т. е. по сути дела смещение этих кривых свидетельствовало о нарушениях закономерной последовательности слоев. Подобные факты были установлены и американскими учеными [30].

На основании изучения данных ультразвукового метода К. Магара [17] предложил экстраполировать наблюденную кривую нормального уплотнения до значений интервального времени пробега упругих волн при отсутствии эрозии и тем самым определить разницу положения палео- и современного уровня земной поверхности, что позволяет оценить толщину осадков, подвергнутых эрозионным процессам, в поверхностном интервале глубин.

Отмеченные способы изучения несогласий имеют существенные ограничения. Так, использование кривых нормально уплотненных глин для выявления разрывных нарушений пород и оценки толщины осадков, выпавших из разреза в результате эрозии, часто затруднено из-за влияния аномальных (как высоких, так и низких) давлений, оказывающих значительное влияние на степень уплотнения осадков и, следовательно, выпадающих из закона нормального уплотнения для конкретного района. Кроме того, метод определения толщины эродированных осадков, предложенный К. Магара, может быть применен только для поверхностных интервалов разрезов скважин. Эрозионные же процессы часто приводили к существенному выпадению слоев осадочных горных пород

из их нормальной последовательности в различные исторические эпохи.

Предлагаемый для изучения особенностей геологических разрезов метод компрессионной кривой более универсален. Он основан на изучении закономерности уплотнения осадочных пород в зависимости от эффективного напряжения. Основные уравнения метода приведены в подразд. III.2.1.

Исследования показывают, что значения параметров компрессионной кривой K_X и b_X достаточно тесно связаны с геологическими особенностями изучаемых разрезов. Так, K_X , являющийся угловым коэффициентом в уравнении (III.25) компрессионной кривой, преобразованной в прямую в полулогарифмическом масштабе, связан с интенсивностью уплотнения осадочных пород, их возрастом и минеральным составом и для однотипных пород он характеризует уплотнение осадков. Параметр b_X , в свою очередь, является свободным членом того же уравнения (III.25) преобразованной компрессионной кривой, и его значение определяется положением начальной точки компрессионной кривой — значением рассматриваемого физического свойства пород вблизи поверхности земли, т. е. при эффективном напряжении, равном нулю. Поэтому он в значительной мере зависит от полноты геологического разреза, перерывов в осадконакоплении и размывов.

Используя метод компрессионной кривой, рассмотрим возможные варианты определения интервалов разрывных нарушений и других несогласий.

При неизменных свойствах насыщающего флюида и незначительных изменениях минерального состава изучаемых пород компрессионная кривая представляет собой экспоненциальную зависимость между различными физическими свойствами пород X и $(\sigma - p)$, являющимися разностью между горным и пластовым давлениями. В полулогарифмическом масштабе эта зависимость преобразуется в прямую линию независимо от аномальности поровых давлений. Отклонения физических свойств однотипных пород от прямой могут возникнуть в случае непостоянства минерального состава пород, минерализации поровых вод, влияющих на изучаемое физическое свойство, а также в случае неравномерного увеличения температуры осадочных пород с глубиной. Первое явление обычно наблюдается на глубинах до 800—1000 м и оказывает влияние, в основном, на удельное электрическое сопротивление, второе — исключается приведением всей зависимости к одной температуре [10].

Таким образом, если в геологическом разрезе существует нормальная последовательность слоев пород, соответствующая непрерывному процессу седиментации, этот разрез будет характеризоваться единой для изучаемого типа пород компрессионной кривой. Важно сопоставлять друг с другом кривые уплотнения по однотипным породам и исключать изменение литологии по их простирацию. По геофизическим данным наиболее достоверно можно выделить чистые глинистые разности. Их физические свойства

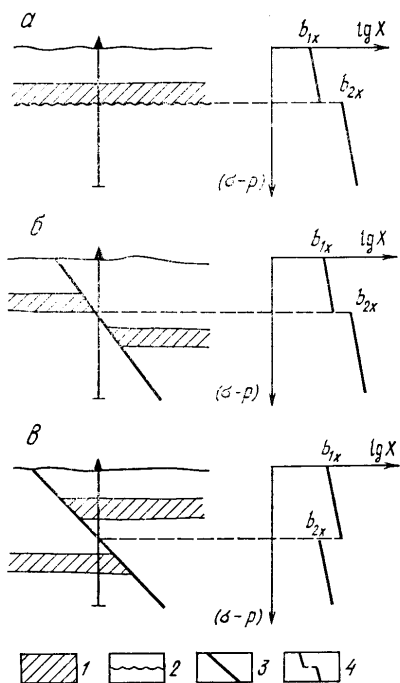


Рис. 112. Примеры выделения разрывных нарушений и несогласных залеганий пород методом компрессионной кривой по данным ГИС.

a — перерывы в осадконакоплении; *б* — сброс; *в* — взброс; 1 — толщина разновозрастных отложений; 2 — несогласное залегание пород; 3 — разрывное нарушение; 4 — компрессионные кривые

в разрезах с нормальным распределением поровых давлений более однозначно соответствуют степени уплотнения.

Если в изучаемом разрезе имеет место несогласное залегание пород, обусловленное разрывными нарушениями или выпадением слоев из их нормальной последовательности, что обычно связано с региональными движениями земной коры, прямолинейность (в полулогарифмическом масштабе) компрессионной кривой нарушается и происходит ее смещение относительно первоначальной закономерности. Как правило, в этом случае изменяется лишь значение параметра b_x , а коэффициент K_x остается неизменным. В графическом исполнении компрессионные кривые до глубины несогласного залегания и после него идут параллельно друг другу со смещением, обусловленным значительным перерывом в осадконакоплении (размывом) или разрывными нарушениями (рис. 112).

Вероятны случаи, когда параметры K_x и b_x будут изменяться одновременно даже в пределах одной площади. Это может быть

связано со структурообразованием, вызванным, например, локальной подвижкой фундамента. Значения параметра могут меняться в зависимости от расположения скважин (на своде или крыльях крупных тектонических структур), что объясняется, во-первых, различной степенью уплотнения пород под действием тектонических напряжений, во-вторых, влиянием повышенной температуры на своде структуры.

Необходимо также исключить изменение литологического состава пород при движении от свода структуры к крыльям.

В тех случаях, когда скважина вскрывает несколько надвинутых один на другой тектонических этажей, складок или блоков, компрессионная кривая для каждого тектонического этажа, складки или блока будет своя, причем часто сохраняется параллельность между кривыми, т. е. значение K_x остается постоянным, а изменяется только b_x . Однако, как и в предыдущем случае, в пределах одной площади иногда может изменяться K_x , что свя-

зано с различной степенью уплотнения пород под действием тектонических напряжений локального характера.

Рассмотрим пример выделения интервалов разрывных нарушений пород методом компрессионной кривой в скв. 11 площади Делятин (см. рис. 111). Для изучения использовались данные электрометрии (удельное электрическое сопротивление).

Порядок операций при определении интервалов несогласных залеганий следующий.

1. Используя данные по плотности пород, полученные в результате анализа образцов шлама и керна, а также значения изменения минерализации пластовых вод, определяем необходимые для оценки горного и пластового давлений средневзвешенную плотность пород $\delta_{п. ср}$ и пластовой воды $\delta_{в. ср}$ по разрезу. Так, для глубины $h_1=200$ м получим $\delta_{п. ср}=2,26$ г/см³, $\delta_{в. ср}=1,01$ г/см³, для глубины $h_2=400$ м соответственно $\delta_{п. ср}=2,3$ г/см³, $\delta_{в. ср}=1,02$ г/см³.

2. По данным ГИС в разрезе скважины определяем удельное электрическое сопротивление глинистых пород (глинистые породы в данном случае приняты за объект наблюдений, поскольку они равномерно представлены в разрезе и наилучшим образом отражают степень уплотнения). На глубине $h_1=200$ м удельное сопротивление глинистых пород $\rho_{п}=7,8$ Ом·м, на глубине $h_2=400$ м соответственно $\rho_{п}=8,7$ Ом·м.

3. В исследуемом интервале глубин h_2-h_1 рассчитываем горное давление по разрезу скважины $\sigma=g\delta_{п. ср}h$. Для глубины $h_1=200$ м $\sigma=4,52$ МПа, для глубины $h_2=400$ м $\sigma=9,21$ МПа.

4. Определяем величину пластового давления в функции глубины по формуле $p=g\delta_{в. ср}h$. Для глубины $h_1=200$ м $p_1=2,02$ МПа, для глубины $h_2=400$ м $p_2=4,08$ МПа.

5. Используя полученные данные (III.27) и (III.26), находим значения параметров компрессионной кривой K_x и b_x в интервале глубин от 200 до 400 м: $K_x=0,0018$, $b_x=0,85$.

6. Последующие расчеты K_x и b_x для глубин, расположенных ниже отметки 400 м по разрезу, аналогичные представленным выше, показывают, что значения параметров остаются неизменными до глубины 675 м, что соответствует эффективному напряжению $(\sigma-p)=8,98$ МПа. Далее K_x остается практически неизменным, а b_x резко меняется с 0,85 до 0,5 (см. рис. 111).

В интервале глубин 675—1000 м (что соответствует эффективному напряжению от 0,98 до 24,3 МПа) K_x и b_x остаются постоянными. Далее, на глубине $h=1000$ м резко меняется значение b_x — от 0,5 до 0,34 (см. рис. 111).

Резкое изменение параметра b_x на глубинах 675 м и 1000 м при практическом постоянном K_x свидетельствует о наличии на этих глубинах нарушений в нормальной последовательности слоев осадочных пород. Петрографические исследования, выполненные на образцах керна, отобранного в скв. 11 площади Делятин, подтвердили наличие разрывных нарушений на глубинах 675 и 1000 м.

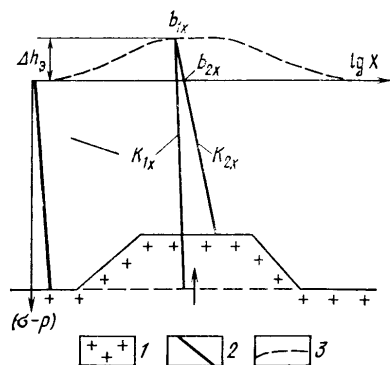


Рис. 113. Модель к определению толщины пород, подвергнутых процессам эрозии.

1 — породы фундамента; 2 — компрессионная кривая; 3 — изменение рельефа в результате вертикального движения блока фундамента

кального движения блока фундамента произошло воздымание пород осадочного чехла вплоть до изменения рельефа поверхности земли (см. рис. 113, пунктирная линия). Тектоническая подвижка повлияла на степень уплотнения пород рассматриваемого массива, в результате чего параметр K_X изменил свое значение до K_{2X} . В дальнейшем, в течение какого-то геологического времени, произошло разрушение и размыв осадков, изменивших рельеф местности при подвижке. В этом случае эрозионные процессы, практически не повлияв на значение K_X , оказали существенное влияние на b_X , изменив его значение до b_{2X} .

Определим это изменение, исходя из геометрических условий (см. рис. 113):

$$b_{2X} - b_{1X} = K_{2X}(\sigma - p), \quad (V.1)$$

где эффективное напряжение в подошве осадочных пород толщиной Δh_x , подвергнувшейся эрозии, можно выразить:

$$(\sigma - p) = g(\delta_n - \delta_b)_{cp} \Delta h_x. \quad (V.2)$$

В (V.2) $\delta_{n, cp}$ и $\delta_{b, cp}$ — средневзвешенные плотности пород и пластового флюида в интервале глубин Δh_x .

С учетом (V.1) и (V.2) определим толщину осадков, разрушенных эрозией:

$$\Delta h_x = [b_{2X} - b_{1X}] / [g(\delta_n - \delta_b)_{cp} K_{2X}], \quad (V.3)$$

где b_{1X} — определяется за пределами территории, нарушенной тектонической подвижкой.

Известно [17], что коэффициенты пористости глинистых пород для поверхностных толщ разреза, не нарушенного эрозией, практически постоянны ($k_n \approx 60 \div 62\%$). Следовательно, значение b_{1X}

Оценку мощности осадков, выпавших из разреза в результате эрозионных процессов, рассмотрим на модели развития отдельного геологического района, где перерыв в осадконакоплении вызван вертикальным движением блока фундамента земной коры (рис. 113) и последующим размывом ранее образовавшихся пород. Таким образом, до подвижки фундамента изучаемая территория характеризовалась нормальной последовательностью слоев в разрезе от более древних к более молодому отложениям. Все уплотнение этой толщи описывалось уравнением компрессионной кривой с параметрами K_{1X} и b_{1X} . В результате верти-

(рассчитанное по конкретному геофизическому параметру) для полного геологического разреза должно оставаться постоянным. Это позволит оценить толщину осадков, разрушенных эрозийными процессами, как у поверхности земли, так и на глубине, что представляет особый интерес для палеореконструкции геологических разрезов.

v.2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЕМКОСТИ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЗОНАХ РАЗВИТИЯ АВПД ДО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Изучение кернов пород, результаты промыслово-геофизических исследований скважин убедительно свидетельствуют, что в районах с аномально высокими пластовыми давлениями породы-коллекторы, а также вмещающие их глины характеризуются более высокой пористостью по сравнению с отложениями, залегающими при нормальном гидростатическом давлении. Сохранение на больших глубинах более высокой первичной пористости может наблюдаться только в том случае, если в этих отложениях на протяжении ряда геологических эпох (без значительных перерывов) существовали давления, намного превышающие гидростатические. Этому требованию отвечают выбранные нами для исследования терригенные комплексы верхней юры и нижнего мела Западно-Кубанского прогиба.

В общем виде изменение пористости осадочных горных пород с глубиной можно оценить с помощью уравнения

$$k_n^h = k_n^{h=0} \exp[\beta_n(\tau, t)(\sigma - p)], \quad (V.4)$$

где k_n^h — коэффициент пористости на глубине h ; $k_n^{h=0}$ — то же, вблизи поверхности; $\beta_n(\tau, t)$ — коэффициент необратимого уплотнения породы; σ — среднее нормальное напряжение, обусловленное весом вышележащих отложений; p — поровое давление на этой же глубине.

Как видно из (V.4), один из факторов, влияющих на пористость горных пород, — давление флюида, заполняющего поры. Величина пористости зависит от эффективного напряжения ($\sigma - p$), и при увеличении порового давления соответственно уменьшается эффективное напряжение, что приводит к менее интенсивному уплотнению горных пород. Особое значение этот процесс приобретает при аномально высоком давлении поровой жидкости.

С учетом изменения порового давления до аномально высокого уравнение (V.4) можно преобразовать и с его помощью оценить значение пористости на заданной глубине при аномально высоком поровом давлении (АВПоД) насыщающей жидкости:

$$k_{n.a}^h = k_{n.n} \exp[\beta_n(\tau, t) g \delta_a h (K_a - 1)], \quad (V.5)$$

где $k_{n.a}^h$ — коэффициент пористости пород на глубине h при аномально высоком давлении поровой жидкости; $k_{n.n}$ — коэффициент

пористости пород на той же глубине при гидростатическом давлении; δ_v — средняя плотность насыщающих вод.

Уравнение (V.5) показывает, что наличие аномально высоких давлений в разрезе осадочных пород обуславливает сохранение более высокой пористости по сравнению с пористостью пород, которая формируется в процессе уплотнения при гидростатическом давлении $p_n = g\delta_v h$. Отсюда видно, что для анализа изменения пористости осадочных пород в заданном районе необходимо, в первую очередь, знать гидродинамическую обстановку этого района на различных этапах геологической истории формирования изучаемых осадков. Поэтому на основании теоретических предпосылок для решения поставленной задачи прогнозирования пористости в отложениях Западно-Кубанского прогиба по методике, предложенной в разд. III.1, были рассчитаны коэффициенты аномальности палео- и современных давлений для различных комплексов отложений, которые либо еще не вскрыты бурением, либо вскрыты единичными скважинами. На основании этих определений были построены карты коэффициентов аномальности палеодавлений, отражающие распределение давлений в отложениях мезозой-кайнозоя Западно-Кубанского прогиба к определенным этапам геологического развития региона (см. рис. 45—48).

В уравнение (V.5), позволяющее произвести оценку сохранившейся пористости песчаных пород на больших глубинах, входит коэффициент необратимого уплотнения $\beta_n(\tau, t)$, численное значение которого было найдено с помощью уравнения

$$\beta_n(\tau, t) \approx - \frac{1}{0,014(1 - k_n) k_n} \frac{\Delta k_n}{\Delta h}, \quad (V.6)$$

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

Для определения значений коэффициента необратимого уплотнения $\beta_n(\tau, t)$ в изучаемом районе использовались кривые изменения пористости песчаных пород, построенные В. К. Поповым. Причем для сравнения коэффициент необратимого уплотнения был рассчитан для двух районов Азово-Кубанского бассейна, различающихся условиями осадконакопления — Западно-Кубанского прогиба и Адыгейского выступа. Интересно, что ниже глубины 5000 м рассчитанные средние значения $\beta_n(\tau, t)$ для этих районов отличаются друг от друга незначительно и, следовательно, не зависят от начальных значений коэффициентов пористости. Для расчета $\beta_n(\tau, t)$ был принят равным $36 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹. Это значение хорошо совпадает также с данными, полученными по зависимости коэффициента $\beta_n(\tau, t)$ от среднего геотермического градиента. (В данном случае для Западно-Кубанского прогиба средний геотермический градиент составляет около $3,1 \cdot 10^{-2}$ °С/м.)

Кроме того, для оценки пористости песчаных пород, залегающих на больших глубинах в условиях АВПД, необходимо знать, как изменяется пористость изучаемых пород в условиях гидроста-

тических давлений. Для этого мы воспользовались единой кривой зависимости пористости песчаных пород от глубины по этому району. Чем обоснован такой выбор? Известно, что аномально высокие давления в Западно-Кубанском прогибе встречаются и на малых, и на средних глубинах. Однако на малых глубинах АВПД отмечены только в западной части прогиба, а на глубинах свыше 2500 м АВПД располагаются в основном в центральной части. Для построения средней кривой изменения пористости (по В. К. Попову) использованы тысячи лабораторных измерений по всему Западно-Кубанскому прогибу и можно считать, что доля определений пористости песчаных пород, на формирование которых повлияло аномально высокое давление, не оказало заметного влияния на обобщенную кривую изменения пористости до глубины 3000 м (рис. 114).

С учетом изложенного с помощью уравнения (V.5) была оценена возможная первичная пористость пород верхнеюрского и нижнемелового возраста, залегающих на глубинах до 8000 м. По результатам определений построены схематические карты распределения пористости для кровли нижнемеловых и верхнеюрских отложений (рис. 115). Для пород нижнего мела, которые располагаются на глубинах от 2700 до 7600 м (со средней глубиной более 5000 м), открытая пористость колеблется от 8 до 13 %. Исключение составляет центральный район прогиба (площади Курчанская, Анастасиевско-Троицкая, Мингрельская, Марьянская, Федоровская и Восточно-Северская), где вероятные величины открытой пористости песчаных пород находятся в пределах 4—7 %.

В верхнеюрских отложениях, кровля которых залегает на глубинах 5200—8000 м (со средней глубиной свыше 6500 м), вероятные величины первичной открытой пористости значительно меньше. Породы с пористостью 8 % и выше располагаются, в основном, по северному борту прогиба и в его юго-восточной части. На остальной территории прогиба вероятные величины открытой пористости в отложениях верхней юры изменяются от 3 до 7,4 %.

Полученные результаты свидетельствуют о перспективах нахождения терригенных коллекторов на больших глубинах в Западно-Кубанском прогибе.

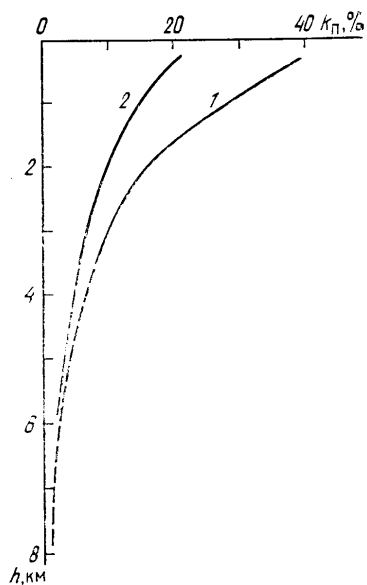


Рис. 114. Кривые уплотнения (изменения коэффициента пористости k_p) песчаных пород с глубиной:

1 — для Западно-Кубанского прогиба, 2 — для Адыгейского выступа (пунктир — расчетные кривые изменения пористости с глубиной)

Прогнозные значения пористости, в основном, подтверждаются фактическими данными по отложениям, вскрытым бурением в юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба. Кроме того, на больших глубинах емкостные свойства пород определяются не только существованием межзерновой пористости, но и наличием трещин, роль которых возрастает с увеличением глубины. Необходимо также отметить, что аномально высокие давления в изучаемых отложениях могут благоприятно влиять на сохранение трещин, препятствуя их смыканию, и при очень больших превышениях над гидростатическими могут способствовать образованию новых трещин при естественных гидроразрывах пластов.

У.З. СПОСОБ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С АВВД

В последние годы в ряде районов Советского Союза получены промышленные притоки нефти из глинистых отложений с высоким содержанием органических веществ. Залежи нефти в этих отложениях, как правило, неструктурные, линзовидные со слабой гидродинамической связью, пластовое давление аномально высокое, добыча нефти безводная. Коллектор нефти гидрофобный, сложный как по литологии, так и по строению залежи и порового пространства. Углеводороды присутствуют в твердом (битумы) и жидком (нефть) состояниях.

В связи с гидрофобностью и сложным строением коллектора «силовые» методы воздействия на пласт не должны быть эффективны. Высокая же сжимаемость коллектора, вызванная его разуплотнением под воздействием аномально высоких пластовых давлений, делает режим истощения довольно перспективным при разработке таких залежей.

Традиционные геофизические методы исследования скважин не дают положительных результатов при определении подсчетных параметров глинистого коллектора. Керн из наиболее проницаемых зон выносится плохо. В связи с этим разработка нетрадиционных, независимых методов определения подсчетных параметров представляет определенный интерес. По крайней мере, две особенности необходимо учитывать при определении запасов нефти в сложных коллекторах, разрабатываемых на режиме истощения.

Во-первых, это необходимость статистического подхода при определении подсчетных параметров (пористости, нефтенасыщенности и эффективной толщины) при оценке балансовых запасов нефти по месторождению в целом. Это требование связано с недостаточной точностью индивидуальных определений параметров по геофизическим данным, керну или другим методам. Для этого целесообразно определять наиболее вероятные или средние значения подсчетных параметров.

Во-вторых, это необходимость отказаться от привычного определения коэффициента вытеснения нефти законтурной водой,

поскольку водонапорного режима в этом случае просто нет. Кроме того, коэффициентом вытеснения не учитывается количество нефти, добытой из пласта за счет уменьшения плотностей нефти и связанной воды; часто при практических расчетах не учитывается и уменьшение объема пор пласта в процессе разработки.

Глинистый коллектор баженовской свиты на Салымском нефтяном месторождении в Западной Сибири является хорошим объектом для оценки емкостных параметров сложных нетрадиционных коллекторов, который мы используем ниже.

V.3.1. Определение открытой пористости по уплотнению глинистых пород (метод МИНГ)

В разд. II.2 уже обсуждалось, что в глинистых породах, имеющих нормальное гидростатическое давление жидкости в порах, пористость закономерно уменьшается с глубиной. Уплотнение замедляется, если поровое давление превышает гидростатическое. Это свойство глинистых пород используется для прогнозирования аномально высоких пластовых давлений [см. уравнение (III.22)]. Здесь решается обратная задача: по измеренным в скважине аномально высоким пластовым давлениям определяется наиболее вероятное значение абсолютной пористости недоуплотненных глинистых пород. Решение (III.22) относительно $k_{п. а}$ позволяет получить

$$k_{п. а} = k_{п. н} \frac{\exp [\beta_{п}(\tau, t) (p_{м} - p_{н})]}{1 - k_{п. н} \{1 - \exp [\beta_{п}(\tau, t) (p_{м} - p_{н})]\}}, \quad (V.7)$$

где $k_{п. а}$ и $k_{п. н}$ — коэффициенты общей пористости глинистых пород при аномальном и нормальном поровых давлениях на глубине h ; $\beta_{п}(\tau, t)$ — коэффициент необратимого уплотнения глинистых пород; $p_{м}$ — измеренное скважинным манометром пластовое давление на глубине h , МПа; $p_{н}$ — нормальное гидростатическое давление на глубине h , МПа.

Величина $k_{п. н}$ определяется по полученной для изучаемого района статистической зависимости изменения общей пористости чистых глинистых пород с глубиной как среднее значение пористости на глубине залегания коллектора h . Средняя величина $\beta_{п}(\tau, t)$ нормально уплотненных глин находится по этой зависимости с помощью уравнения

$$\beta_{п}(\tau, t) = - \frac{1}{g (\delta_{п. ср} - \delta_{в. ср}) (1 - k_{п. н}) k_{п. н}} \frac{\Delta k_{п. н}}{\Delta h}, \quad (V.8)$$

где $\delta_{п. ср}$ и $\delta_{в. ср}$ — средневзвешенное значение плотности соответственно вышележащих пород и пластовых вод.

Величина $k_{п. а}$ определяется как наиболее вероятное значение путем построения вероятностной кривой с использованием результатов измерения пластового давления во всех скважинах изучаемой площади.

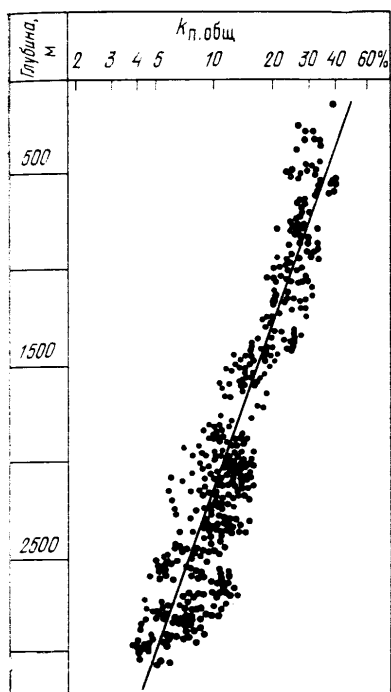
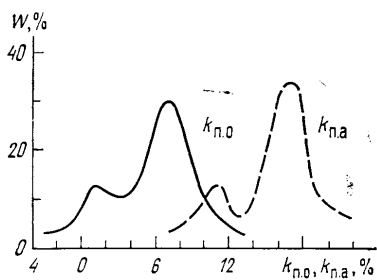


Рис. 116. Изменение общей пористости k_p глинистых пород с глубиной по керну (сургутский тип разреза)

Рис. 117. График распределения коэффициентов открытой пористости $k_{п.о}$ и общей пористости $k_{п.а}$ пород баженовской свиты.

W — частость



На рис. 116 приведена зависимость, иллюстрирующая уменьшение общей пористости глинистых пород с глубиной. Эта зависимость получена в [18] в результате обработки керна опорных скважин Сургутского района. В табл. 15 даны результаты обработки этой зависимости по формуле (V.8) с целью определения среднего значения коэффициента необратимого уплотнения пород.

Для последующих расчетов примем $\beta_n(\tau, t) = 70 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$.

Измеренное глубинными манометрами и приведенное к отметке —2800 м пластовое давление в пределах Салымского месторожде-

Таблица 15

Коэффициенты необратимого уплотнения глинистых пород, слагающих разрез Салымской площади

Глубина, м	Среднее значение общей пористости $k_{п. общ}$	$\frac{k_{п. общ}}{\Delta h} \times 10^{-4}, м^{-1}$	$\delta_{п. ср.}, г/см^3$	$\beta_n(\tau, t) \times 10^3, МПа^{-1}$
500	0,37	—2,4	1,92	113
1000	0,25	—1,6	1,99	85,1
1500	0,17	—1,1	2,08	72,8
2000	0,115	—0,7	2,12	62,5
2500	0,075	—0,5	2,17	61,0
3000	0,055			

ния изменяется очень широко: от 28 (нормальное гидростатическое) до 46 МПа.

С помощью формулы (V.7) и данных измерений пластового давления во всех скважинах месторождения были определены коэффициенты общей пористости глинистых пород, соответствующие измеренным пластовым давлениям. При этом в качестве коэффициента пористости нормально уплотненных глин использовано среднее значение $k_{п.н} = 6,5\%$, снятое с кривой, изображенной на рис. 116, на глубине $h = 2800$ м.

Вычисленные $k_{п.а}$ изменяются от 6,5 до 22%. Наиболее вероятное значение общей межзерновой пористости кернов в атмосферных условиях, найденное по кривой распределения, составляет 11%. Если учесть среднюю трещиноватость керна (0,25%) и определенное экспериментально уменьшение коэффициента пористости за счет термобарических условий (0,55%), исправленное наиболее вероятное значение межзерновой пористости матрицы составит $k_{п.мз} = 11 - (0,25 + 0,55) = 10,2\%$.

Примем для расчета $k_{п.мз} = 10\%$.

Коэффициент вторичной пористости, характеризующий объем горизонтальных микрополостей, образовавшихся в листоватых разностях под воздействием АВПД (коэффициент открытой пористости $k_{п.о}$), определим по величинам коэффициентов общей пористости коллектора при аномальном пластовом давлении $k_{п.а}$ и общей межзерновой пористости матрицы $k_{п.мз}$ с помощью уравнения

$$k_{п.о} = (k_{п.а} - k_{п.мз}) / (1 - k_{п.мз}). \quad (V.9)$$

По значениям $k_{п.а}$ и $k_{п.о}$, найденным в каждой скважине изучаемой площади, строятся кривые распределения. Величины $k_{п.а}$ и $k_{п.о}$, имеющие наибольшую частоту, принимаются в качестве наиболее вероятных значений для данной площади.

На рис. 117 представлены результаты определения коэффициента открытой пористости $k_{п.о}$ по 84 скважинам. Наиболее вероятное его значение для Салымской площади найдем по максимуму, $k_{п.о} = 7\%$. Это значение характерно для продуктивных пластов. Второй, более низкий, максимум на кривой распределения приходится на $k_{п.о} = 1\%$. Он, по всей вероятности, отражает трещиноватость другой группы — непродуктивных пластов, где число микрополостей, наполненных нефтью, недостаточно, чтобы создать систему сообщающихся пустот-коллектор. При снижении пластового давления от начальной величины до некоторой величины, характеризующей истощенный пласт-коллектор (например, до давления ниже давления насыщения), объем деформированных (уплотнившихся) межзерновых пор непроницаемой матрицы можно определить [7, 8] из уравнения

$$k_{п.мз.о} = k_{п.а} - k_{п.ист} - k_{п.о}, \quad (V.10)$$

где $k_{п.мз.о}$ — наиболее вероятное (модальное) значение коэффициента «открытой» межзерновой пористости матрицы коллектора;

$k_{п. а}$ — наиболее вероятное (модальное) значение общей пористости коллектора при начальном давлении; $k_{п. ист}$ — наиболее вероятное (модальное) значение коэффициента общей пористости истощенного коллектора.

Для определения $k_{п. ист}$ используется уравнение

$$k_{п. ист} = \frac{k_{п. а} \exp[-\beta_{п. пл} (p_{нач} - p_{к})]}{1 - k_{п. а} \{1 - \exp[-\beta_{п. пл} (p_{нач} - p_{к})]\}}, \quad (V.11)$$

где $\beta_{п. пл}$ — коэффициент сжимаемости пор коллектора, определенный по результатам испытания продуктивных скважин [см. уравнение (V.18)]; $p_{нач}$ и $p_{к}$ — начальное и конечное пластовые давления.

При вычислении $k_{п. ист}$ (по V.11) используем те же значения коэффициентов $\beta_{п. пл}$, что и при определении коэффициента уменьшения массы нефти в пласте (см. подразд. V.3.2): на первом этапе разработки при $p_a \geq p_{пл} \geq p_{г. с}$ $\beta_{п. пл} = 16 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹; на втором этапе разработки при $p_{г. с} \geq p_{пл} \geq 8$ МПа $\beta_{п. пл} = 30 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹.

Если принять также $k_{п. а} = 17\%$; $p_{нач} = 43$ МПа; $p_{к} = 8$ МПа, получим:

для первого этапа

$$k_{п. ист} = \frac{0,17e^{-16 \cdot 10^{-3} (43 - 8)}}{1 - 0,17 [1 - e^{-16 \cdot 10^{-3} (43 - 8)}]} = 0,14;$$

для второго этапа

$$k_{п. ист} = \frac{0,14e^{-30 \cdot 10^{-3} (28 - 8)}}{1 - 0,14 [1 - e^{-30 \cdot 10^{-3} (28 - 8)}]} = 0,082.$$

Для последующих вычислений примем: $k_{п. ист} = 8\%$. Тогда, согласно (V.10), получим: $k_{п. мз. о} = 17\% - 8\% - 7\% = 2\%$. Наиболее вероятное значение открытой пористости коллектора составит $k_{п. о} = 7\% + 2\% = 9\%$.

V.3.2. Коэффициент сжимаемости пор пласта

В подразд. V.3.1 для определения пористости глинистых пород был использован коэффициент необратимого уплотнения. Этот коэффициент характеризовал необратимые, пластические деформации, возникающие в процессе уплотнения пород при осадкообразовании в течение геологического времени под влиянием возрастающего веса вышележащей толщи пород.

При разработке залежи нефти и снижении пластового давления пласт также деформируется. Однако время деформации меньше, эпигенетических процессов в породе, как правило, за это время не происходит и порода деформируется упруго или упругопластически. Для характеристики деформаций пласта при снижении пластового давления p в процессе отбора жидкости служит коэффициент сжимаемости пор

$$\beta_{п. пл} = dV_{п. пл} / V_{п. пл} dp, \quad (V.12)$$

где $V_{п. пл}$ — объем пор.

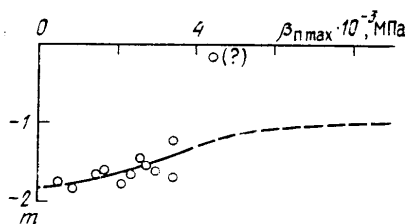


Рис. 118. Зависимость структурного показателя m от коэффициента максимальной сжимаемости пор $\beta_{п \max}$ песчанников.

Пунктир — экстраполяция значений

Этот коэффициент связан с коэффициентом сжимаемости пор породы $\beta_{п.}$, определяемым в лабораторных условиях при всестороннем сжатии, соотношением

$$\beta_{п. пл} = (1 - d\sigma/dp) \beta_{п.} \quad (V.13)$$

где σ — среднее нормальное напряжение в породе.

Расчеты показывают, что для упругодеформирующего пласта при коэффициенте Пуассона $\nu = 0,25$, $\beta_{п. пл} \geq 0,5 \beta_{п.}$. При увеличении пластических деформаций коэффициент Пуассона породы растет и последнее неравенство уменьшается. Однако во всех случаях коэффициент $\beta_{п}(\tau, t) > \beta_{п.}$, причем чем выше упругость породы, тем больше неравенство.

Коэффициент сжимаемости пор при падении пластового давления имеет большое практическое значение при оценке важнейших параметров пласта, запасов нефти по методу материального баланса и при разработке залежей. Чаще всего его определяют по результатам опытной эксплуатации скважин. Для резко неоднородных залежей нефти с аномально высокими пластовыми давлениями эти определения имеют свою специфику.

В работе В. М. Добрынина (1970 г.) получены формулы, показывающие, что изменение проницаемости $k_{пр}$ пластов-коллекторов в процессе разработки при падении давления на Δp контролируется сжимаемостью трещин $\beta_{т}$ или межзерновых пор $\beta_{п. пл}$:

для трещинного коллектора

$$k_{пр2}/k_{пр1} \approx \exp(-3\beta_{т} \Delta p); \quad (V.14)$$

для гранулярного коллектора

$$k_{пр2}/k_{пр1} \approx \exp\left[-2 \frac{(3+m)}{(2+m)} \beta_{п. пл} \Delta p\right]. \quad (V.15)$$

Структурный показатель породы m (V.15) устанавливает связь между длиной i -го капилляра и его диаметром в коллекторе $l_i = \text{const } r_i^m$. Его величина изменяется от $m \geq -1,8$ для крепко сцементированных пород до $m \leq -1$ для рыхлых и хорошо сжимаемых (рис. 118).

Поскольку коэффициент продуктивности скважины K пропорционален коэффициенту проницаемости пласта $k_{пр}$, уравнения

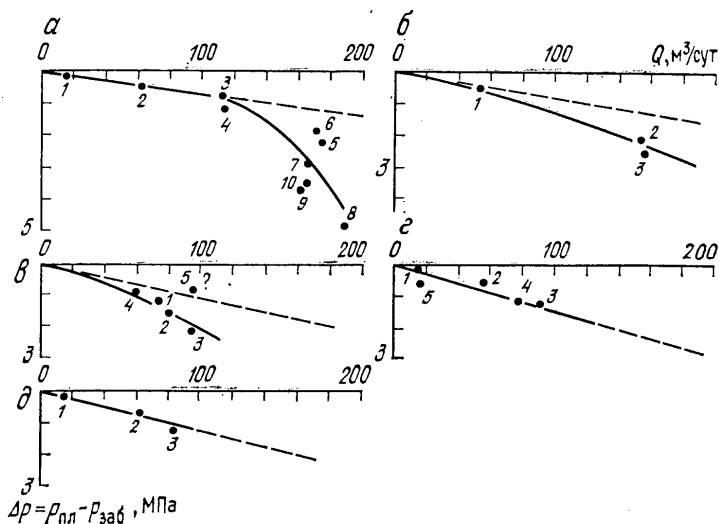


Рис. 119. Характер индикаторных кривых $Q=f(p_{пл} - p_{заб})$, полученных при испытании скв. 28 Салымского месторождения.

Пластовое давление в МПа: а — 23,2 (VIII.1976), б — 22 (XII.1976), в — 20,1 (XII.1977), г — 16,6 (VII.1980), д — 16,2 (II.1981). Цифры у точек — номера замеров. Пунктир — экстраполяция значений. $p_{заб}$ — давление на забое

(V.14) и (V.15) позволяют получить уравнения для определения β_T и $\beta_{п.пл}$:

для трещинного коллектора

$$\beta_T \approx \frac{\ln(K_1/K_2)}{3 \Delta p}; \quad (V.16)$$

для гранулярного коллектора

$$\beta_{п.пл} \approx \frac{\ln(K_1/K_2)}{2 \frac{(3+m)}{(2+m)} \Delta p}, \quad (V.17)$$

где Δp — разность между пластовым давлением на контуре питания и давлением в простаивающей скважине; K_1 и K_2 — коэффициенты продуктивности скважин в начале и в конце интервала Δp .

Коэффициент $2(3+m)/(2+m)$ характеризует структуру порового пространства коллектора. Для крепко сцементированных коллекторов при $m=-1,8$ его значение достигает 12, а для хорошо сжимаемых коллекторов с АВПД (при $m \rightarrow -1$) $2(3+m) : (2+m) \rightarrow 4$.

Уравнение (V.17) для хорошо сжимаемых коллекторов с гранулярной пористостью примет вид

$$\beta_{п.пл} \approx \ln(K_1/K_2)/4 \Delta p. \quad (V.18)$$

В качестве примера на рис. 119 приведены результаты испытания скв. 28 Салымского месторождения. Видно, что резко

искривленные индикаторные кривые выпрямляются по мере падения пластового давления. Кроме того, детальный анализ материалов по многим скважинам Салымского месторождения свидетельствует, что при аномальных пластовых давлениях ($p > p_{г.д}$) не удастся получить надежных данных по определению продуктивности скважин. Форма индикаторных кривых в этом диапазоне давлений от испытания к испытанию не выдерживается, наблюдаемые точки часто располагаются хаотически. И лишь когда пластовое давление достигает гидростатического, разброс точек исчезает и результаты испытаний стабилизируются. Бытует мнение, что это связано с плохим качеством измерений пластовых давлений. На наш взгляд, это объясняется нестационарностью условий измерения давлений. В линзовидном коллекторе баженовской свиты имеется разница в величине аномальных давлений между линзами. Данные высокоточной термометрии, зарегистрированные в 19 скважинах месторождения, показывают, что при вскрытии такой системы возникают межпластовые и даже межскважинные перетоки нефти, создающие нестационарные условия измерений.

При обработке таких кривых по обычной методике усреднения могут возникнуть большие погрешности.

Таким образом, наблюдаемый разброс точек с искривлением индикаторных кривых создают трудности при определении коэффициента продуктивности скважины, а следовательно, и при определении коэффициента сжимаемости. При обработке индикаторных кривых из рассмотрения в первую очередь следует исключить кривые, полученные при аномальных пластовых давлениях, т.е. кривые с большим разбросом точек наблюдений. Поскольку криволинейный характер индикаторных кривых свидетельствует о нарушении прямой пропорциональности между коэффициентами продуктивности и проницаемости коллектора, для последующих вычислений $\beta_{п.пл}$ по формулам (V.17) или (V.18) необходимо использовать самый начальный участок индикаторной кривой.

Наклон кривой на начальном участке определяется углом наклона касательной в начальной точке индикаторной кривой. В табл. 16 приведены результаты расчетов, выполненных по (V.18) по углу наклона касательной. Среднее значение коэффициента сжимаемости пор пласта по двум скважинам $\beta_{п.пл} = 30 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$. Это значение $\beta_{п.пл}$ нужно отнести к периоду разработки, в котором пластовое давление приближается к давлению насыщения. Однако коэффициент сжимаемости пор коллектора с аномальным давлением не остается постоянной величиной. В гидродинамически замкнутом нефтенасыщенном коллекторе с аномально высоким пластовым давлением значительная часть веса вышележащих отложений воспринимается пластовыми флюидами: нефтью и связанной водой. Поэтому в самом начале снижения пластового давления относительные деформации пор коллектора должны приблизительно определяться количеством отобранной нефти. Это означает, что сжимаемость пор замкнутого

Результаты определения коэффициента сжимаемости пор пласта по изменению продуктивности скважин

Продолжительность остановки скважины, ч	$p_{п. л.}$, МПа	Даты исследования скважин	K , м ³ /сут	$\Delta p = p_{пл1} - p_{пл2}$	$\beta_{п. пл.} \cdot 10^{-3}$, МПа ⁻¹
---	-------------------	---------------------------	---------------------------	--------------------------------	--

Скв. 28

432	23,2	16.08.1976—26.09.1976	140		
144	22,0	5.12.1976—7.12.1976	120	1,2	32
240	20,1	5.01.1978—31.01.1978	95	1,9	31
96	16,6	6.07.1980—7.07.1980	68	3,5	24
				Среднее	$29 \cdot 10^{-3}$

Скв. 27

336	29,6	2.09.1977—15.09.1977	80		
292	28,0	22.05.1978—12.06.1978	68	1,6	25
240	26,5	5.09.1979—12.09.1979	55	1,5	35
				Среднее	$30 \cdot 10^{-3}$
				Среднее по скв. 28 и 27	$30 \cdot 10^{-3}$

коллектора при $p \rightarrow p_a$ будет стремиться к средней сжимаемости пластовых флюидов:

$$\beta_{п. пл.} |_{p \rightarrow p_a} \approx k_n \beta_n + (1 - k_n) \beta_v.$$

Если принять, $\beta_n = 2 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹, $\beta_v = 0,5 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹ и $k_n = 0,87$, то $\beta_{п. пл.} |_{p \rightarrow p_a} \approx 1,8 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹.

При давлениях, приближающихся к нормальным гидростатическим, сжимаемость пор коллектора увеличивается до $\beta_{п. пл.} = 30 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹ за счет пластических деформаций (см. табл. 16). Для последующих расчетов для данных этапа разработки среднее значение примем

$$\beta_{п. пл.} = (30 + 2) \cdot 10^{-3} : 2 = 16 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}.$$

Для последующего этапа разработки, когда пластовое давление изменяется от гидростатического до 0,75 давления насыщения, коэффициент аномальности принят равным $30 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹ (см. табл. 16).

Таким образом, коэффициент сжимаемости пор глинистого коллектора на порядок выше коэффициента сжимаемости цементированного песчаного коллектора. По величине он близок к сжимаемости трещинного коллектора. Повышенная сжимаемость коллектора объясняется пластическими деформациями породы.

В.3.3. Текущий коэффициент нефтенасыщенности

Высокая способность глинистых коллекторов к деформациям позволяет говорить о текущем коэффициенте нефтенасыщенности пласта даже в условиях безводной разработки коллекторов.

В процессе безводной разработки при падении пластового давления увеличивается коэффициент водонасыщенности пласта k_B за счет уменьшения объема пор V_{II} и увеличения объема связанной воды, V_B :

$$dk_B/k_B = dV_B/V_B - dV_{II}/V_{II}. \quad (V.19)$$

Поскольку $dV_B/V_B = -\beta_B dp$ и $dV_{II}/V_{II} = \beta_{II,пл} dp$, то

$$dk_B/k_B = -(\beta_{II,пл} + \beta_B) dp, \quad (V.20)$$

где β_B — коэффициент сжимаемости воды.

Интегрируя (V.20), получим

$$k_B/k_{B1} = \exp[(\beta_{II,пл} + \beta_B)(p_1 - p)], \quad (V.21)$$

где k_{B1} и k_B — соответственно начальный и текущий коэффициенты водонасыщенности.

Поскольку $k_B = 1 - k_H$, то

$$k_H = 1 - (1 - k_{H1}) \exp[(\beta_{II,пл} + \beta_B)(p_1 - p)], \quad (V.22)$$

где k_{H1} и k_H — соответственно начальный и текущий коэффициенты нефтенасыщенности; p_1 и p — начальное и текущее пластовые давления.

Согласно (V.22), коэффициент нефтенасыщенности глинистого коллектора, имеющего высокую сжимаемость, уменьшается при уменьшении пластового давления. При сжимаемости пор, характерной для глинистого коллектора, это уменьшение нефтенасыщенности может превысить 10 %. С таким изменением необходимо считаться при определении коэффициента нефтеотдачи пласта.

В.3.4. Коэффициент извлечения нефти в залежах с АВПД

Коэффициент извлечения нефти (или нефтеотдача) зависит от механизма вытеснения нефти из пор породы и объемной неоднородности нефтеносного пласта. Часто для его определения пользуются уравнением

$$\eta = \eta_M \eta_{OX}, \quad (V.23)$$

где η — коэффициент извлечения нефти; η_M — коэффициент уменьшения массы нефти в разрабатываемом пласте (аналог коэффициента вытеснения нефти при водонапорном режиме); η_{OX} — коэффициент охвата залежи разработкой, зависящий от горизонтальной и вертикальной неоднородностей продуктивного пласта.

В деформируемых замкнутых залежах, разрабатываемых на режиме истощения, происходит не вытеснение нефти из пласта

водой, а ее выжимание за счет уплотнения коллектора при значительном падении пластового давления. В результате уменьшается объем пор коллектора, расширяются, меняя свою плотность, нефть и вода. Другими словами, происходит уменьшение массы нефти в залежи, которое может быть оценено с помощью коэффициента уменьшения массы нефти η_m в объеме дренируемого участка пласта:

$$\eta_m = M_{\text{изв}}/M_{\text{бал}}, \quad (\text{V.24})$$

где $M_{\text{изв}}$ — масса извлеченной нефти при пластовых условиях; $M_{\text{бал}}$ — начальная масса нефти в пласте (балансовые запасы) при пластовых условиях.

Масса нефти в залежи M равна произведению ее объема V_n на плотность δ_n в пластовых условиях. При отборе из пласта нефти изменяется как ее объем, так и плотность:

$$dM/M = dV_n/V_n + d\delta_n/\delta_n. \quad (\text{V.25})$$

В замкнутых залежах продвижения контурных вод нет. Поэтому уменьшение объема нефти в пласте — dV_n компенсируется уменьшением объема пор — dV_p за счет сжимаемости коллектора и увеличением объема связанной воды dV_b при снижении пластового давления ($-dV_n = -dV_p + dV_b$), что позволяет получить

$$\frac{dV_n}{V_n} = \frac{1}{k_n} \frac{dV_p}{V_p} - \frac{(1 - k_n)}{k_n} \frac{dV_b}{V_b}. \quad (\text{V.26})$$

Подставив (V.26) в (V.25), получим

$$\frac{dM}{M} = \frac{1}{k_n} \frac{dV_p}{V_p} - \frac{(1 - k_n)}{k_n} \frac{dV_b}{V_b} + \frac{d\delta_n}{\delta_n}. \quad (\text{V.27})$$

Уравнение (V.27) можно представить в более удобной форме, введя обозначения:

$$dV_p/V_p = \beta_{п.пл} dp; \quad dV_b/V_b = -\beta_b dp; \quad d\delta_n/\delta_n = \beta_n dp,$$

где $\beta_{п.пл}$, β_b , β_n — коэффициенты сжимаемости соответственно пор пласта, воды и нефти; p — пластовое давление. Тогда

$$dM/M = (1/k_n)[\beta_{п.пл} + (1 - k_n)\beta_b + k_n\beta_n] dp. \quad (\text{V.28})$$

Или, введя для сокращения записи обозначение

$$\alpha = [\beta_{п.пл} + (1 - k_n)\beta_b + k_n\beta_n]/k_n, \quad (\text{V.29})$$

получим

$$dM/M = \alpha dp. \quad (\text{V.30})$$

Проинтегрировав левую часть уравнения (V.30) в пределах от $M_{\text{бал}}$ до $(M_{\text{бал}} - M_{\text{изв}})$, а правую — в пределах от p_1 до p_2 и выполнив несложные преобразования, получим выражение для коэффициента уменьшения массы нефти в пласте:

$$\eta_m = 1 - \exp[-\alpha_{ср}(p_1 - p_2)], \quad (\text{V.31})$$

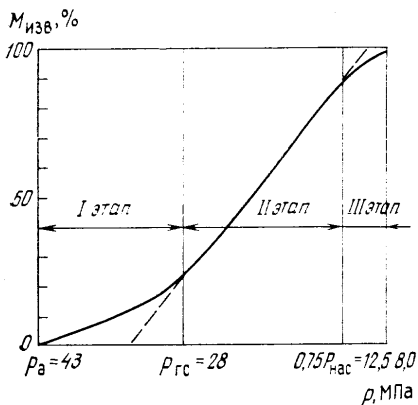


Рис. 120. Схематическая кривая зависимости изменения извлекаемых запасов нефти $M_{изв}$ (в %) от пластового давления p (Салымское месторождение нефти)

ном (на 15 МПа) падении пластового давления от аномально высокого p_a до гидростатического $p_{гс}$ добывается относительно небольшое (около 23 %) количество извлекаемых запасов. Удельная добыча нефти составляет всего 420—4200 т/МПа.

II этап ($p_{гс} \geq p \geq 0,75 p_{нас}$) характеризуется замедлением темпов падения давления. При падении давления на 15,5 МПа (от гидростатического до 0,75 величины давления насыщения) добывается уже 67 % извлекаемых запасов нефти. Удельная добыча нефти возрастает до 5 раз и изменяется от 9300 до 14600 т/МПа.

Добыча нефти на I и II этапах происходит за счет упругопластических деформаций в пласте под действием гравитационных сил.

III этап ($0,75 p_{нас} \geq p \geq 8$ МПа) — это режим растворенного газа, в котором нижний предел пластового давления определяется техническими возможностями погружных насосов. Результаты опытной эксплуатации скважин позволяют считать, что на III этапе может быть добыто всего около 10 % извлекаемых запасов нефти (см. рис. 120).

Изложенное говорит о том, что изменения упругих свойств пласта на разных этапах разработки влияют на текущие и конечные значения коэффициентов уменьшения массы нефти в пласте. Это необходимо учитывать при определении извлекаемых запасов нефти.

В конце I этапа коэффициент уменьшения массы нефти в пласте

$$\eta_m^I = M_{изв}^I / M_{бал} \quad (V.33)$$

На II и III этапах:

$$\eta_m^{II} = M_{изв}^{II} / (M_{бал} - M_{изв}^I), \quad (V.34)$$

$$\eta_m^{III} = M_{изв}^{III} / [M_{бал} - (M_{изв}^I + M_{изв}^{II})]. \quad (V.35)$$

где $\alpha_{ср}$ — среднее в интервале давлений ($p_1 - p_2$) значение коэффициента упругости α .

Уравнение (V.31) можем выразить также через коэффициент упругости пласта β^* :

$$\eta_m = 1 - \exp[-(\beta^*/k_n k_n)_{ср} \times (p_1 - p_2)]. \quad (V.32)$$

Обобщение материалов, полученных по ряду скважин Салымского месторождения, находящегося длительное время (около 9 лет) в опытно-промышленной эксплуатации, позволяет выделить три этапа (фазы) в поведении залежи в процессе разработки (рис. 120).

I этап ($p_a \geq p \geq p_{гс}$) характеризуется тем, что при значительном

Равенство (V.35) определяет долю извлекаемой нефти в режиме растворенного газа от нефти, оставшейся в пласте после двух первых этапов разработки. Накопленный опыт разработки залежей нефти показывает, что для широкого класса коллекторов эта доля составляет 20—30 %. Другими словами, можно принять, что $\eta_m^{III} = \eta_{rg} = 0,2 \div 0,3$ (здесь η_{rg} — коэффициент уменьшения массы нефти в разрабатываемом пласте в режиме растворенного газа).

Текущее значение коэффициента изменения массы нефти в конце II этапа отражает добычу после двух первых этапов:

$$\eta_m^{I+II} = (M_{изв}^I + M_{изв}^{II})/M_{бал} = \eta_m^I + \eta_m^{II}(1 - \eta_m^I). \quad (V.36)$$

В конце III этапа

$$\eta_m = \eta_m^{I+II+III} = (M_{изв}^I + M_{изв}^{II} + M_{изв}^{III})/M_{бал} = \eta_m^{I+II} + \eta_{rg}(1 - \eta_m^{I+II}), \quad (V.37)$$

где $M_{изв}^I$, $M_{изв}^{II}$, $M_{изв}^{III}$ — накопленные извлекаемые запасы нефти в конце соответственно первого, второго и третьего этапов разработки, приведенные к пластовым условиям; η_m^I , η_m^{II} , η_m^{III} — частные уменьшения массы нефти в пласте соответственно за I, II и III этапы разработки залежи.

Подставим значение η_m , заданное уравнением (V.31), в (V.37). Получим общее выражение для определения коэффициента уменьшения массы нефти в коллекторе в замкнутой залежи, разрабатываемой на режиме истощения,

$$\eta_m = 1 - (1 - \eta_{rg}) \exp[-\alpha_1(p_a - p_{гс}) - \alpha_2(p_{гс} - 0,75 p_{нас})], \quad (V.38)$$

где α_1 и α_2 — средние в интервалах $(p_a - p_{гс})$ и $(p_{гс} - 0,75 p_{нас})$ значения коэффициента упругости α .

Выполним числовую оценку коэффициента уменьшения массы нефти в пласте по предложенным формулам. Для этого используем полученные средние значения коэффициента сжимаемости пор. На I этапе разработки $\beta_{п.пл}^I = 16 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹; на II этапе — $\beta_{п.пл}^{II} = 30 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹. Учтем также по (V.22) изменение коэффициента насыщения от начального значения $k_n = 0,87$ до $k_n^I = 0,85$ и $k_n^{II} = 0,8$. Тогда вычисленные по (V.31), (V.36) и (V.37) значения текущих коэффициентов уменьшения массы нефти в пласте будут: $\eta_m^I = 0,26$ на конец I этапа разработки; $\eta_m^{I+II} = 0,59$ на конец II этапа разработки; $\eta_m = 0,69$ на конец III этапа разработки. Последнее значение подтверждается результатами пробной эксплуатации скважин [6]. Такое существенное изменение коэффициента уменьшения массы нефти необходимо учитывать при разработке и определении запасов нефти в пласте. Оно является особенностью высокодеформируемых коллекторов с аномально высоким пластовым давлением.

Коэффициент охвата $\eta_{\text{ох}}$ определим как отношение объема нефтеотдающей части пласта $V_{\text{прод}}$ к объему всего нефтенасыщенного пласта в залежи $V_{\text{нас}}$:

$$\eta_{\text{ох}} = V_{\text{прод}}/V_{\text{нас}}. \quad (\text{V.39})$$

Коэффициент охвата определяется на основании детального изучения строения пласта-коллектора по данным бурения и геофизических методов. Решение этой задачи очень трудоемко. Для пластовой залежи

$$\eta_{\text{ох}} = S_{\text{прод}}h_{\text{эф}}/S_{\text{нас}}h_{\text{нас}}, \quad (\text{V.40})$$

где $S_{\text{прод}}$ и $S_{\text{нас}}$ — соответственно продуктивная и общая нефтенасыщенная площади изучаемой залежи; $h_{\text{эф}}$ и $h_{\text{нас}}$ — соответственно нефтеотдающая (эффективная) и полная нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора.

В том случае, когда надежных данных о площади продуктивной части пласта в пределах изучаемой залежи нет, задачу можно упростить. Для этого предположим, что опытный участок залежи разбурен приблизительно равномерной сеткой скважин с расстоянием между скважинами, меньшим среднего размера однородного участка (линзы) коллектора. Тогда произведение плотности сетки скважин на число продуктивных скважин $n_{\text{прод}}$ даст представление о продуктивной площади залежи, а произведение плотности сетки скважин на их общее число N — об общей площади изучаемой бурением залежи. Откуда $S_{\text{прод}}/S_{\text{нас}} \approx n_{\text{прод}}/N$.

С учетом сказанного можно получить приближенное представление о величине $\eta_{\text{ох}}$:

$$\eta_{\text{ох}} \approx n_{\text{прод}}h_{\text{эф}}/Nh_{\text{нас}}. \quad (\text{V.41})$$

Это общие положения предлагаемого метода подсчета извлекаемых запасов. Для каждого конкретного случая условия могут изменяться.

Пока нет надежных данных для определения коэффициента охвата разработкой баженовской залежи Салымского месторождения. Приблизленно о нем можно судить по статистическим данным, накопленным в период разведки месторождения.

Средняя толщина нефтенасыщенных коллекторов Салымского месторождения определяется по геофизическим данным. Критерием их выделения служит повышенное значение коэффициента общей пористости. В центральной части месторождения средняя толщина нефтенасыщенного коллектора $h_{\text{нас}} = 10$ м. Однако, к сожалению, хорошо коррелируемые по геофизическим данным прослой, обладающие повышенной пористостью, наблюдаются как в продуктивных, так и в сухих скважинах. Нет четкой связи между пористостью и проницаемостью коллекторов. Так как характер коллектора прерывистый (линзовидный), нет полной уверенности в том, что все нефтенасыщенные прослой, обладающие повышенной пористостью, являются нефтеотдающими. Для выяснения этого обстоятельства в 19 нефтеотдающих скважинах, расположенных в цен-

тральной части Салымского месторождения, по специальной методике в процессе работы скважин были зарегистрированы термограммы. По ним определена суммарная работающая (эффективная) толщина нефтенасыщенных прослоев. Она изменяется от 2,4 до 9 м (включая так называемый горизонт КС, залегающий в верхах абалакской свиты). Средняя эффективная (работающая) толщина $h_{эф} = 5,8$ м.

Исследования показали, что обычно в продуктивных скважинах имеются 2—4 нефтеотдающих интервала, приуроченные к породам различной литологии (листоватым глинам, кремнистым глинам, глинистым известнякам) с разным типом пористости. В этих условиях трудно предположить, что все нефтенасыщенные прослои, обладающие повышенной пористостью и выделенные как коллекторы, будут выработаны. Это подтверждается и повторными измерениями методом термометрии в работающих скважинах — не происходит увеличения работающей мощности пласта по мере снижения пластового давления. В качестве коэффициента, характеризующего вертикальную неоднородность нефтеносного пласта, в данном случае можно взять отношение средней суммарной эффективной (работающей) мощности пластов, определенной в действующих скважинах по термометрии, к средней суммарной мощности всех нефтенасыщенных пропластков коллектора, выделенных по геофизическим данным ($h_{эф}/h_{нас}$).

К сожалению, несмотря на большое число скважин, площадь нефтеносных земель уверенно определить не удалось. Весьма приближенное представление о ней может быть получено на основании статистических данных.

В работе [18] показано, что из 141 испытанных на Салымском месторождении разведочных скважин лишь 94 (или 2/3) имеют дебит свыше $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и только 45 скважин — более $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. Одна треть скважин сухие.

Если условно считать, что все эти скважины равномерно распределены по залежи, то, согласно (V.41):

при использовании всего парка продуктивных скважин с дебитами нефти $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более (предположительно категории $C_1 + C_2$) коэффициент охвата залежи разработкой будет наибольший

$$\eta'_{ох} = 94 : 141 \cdot 5,8 : 10 = 0,39;$$

при использовании лишь высокодебитных (рентабельных) скважин с дебитом нефти свыше $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ (предположительно категория C_1) коэффициент охвата снижается¹:

$$\eta''_{ох} = 45 : 141 \cdot 5,8 : 10 = 0,19.$$

Соответствующие коэффициенты извлечения нефти: $\eta' = \eta'_{ох} \eta_M = 0,39 \cdot 0,69 = 0,27$; $\eta'' = \eta''_{ох} \eta_M = 0,19 \cdot 0,69 = 0,13$.

¹ Использование современных данных детальной сейсморазведки для определения площади продуктивных земель позволит уточнить неоднородность пласта по площади ($S_{прод}/S_{нас}$).

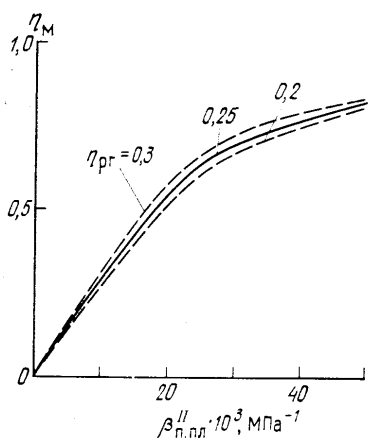


Рис. 121. Зависимость коэффициента уменьшения массы нефти η_m от коэффициента сжимаемости пор коллектора $\beta_{п.пл}$ на главном этапе нефтедобычи.

Параметр кривых: коэффициент нефтеотдачи пласта на последнем этапе разработки — режим растворенного газа

ботанной нефти на малодобитных участках и коэффициент извлечения снизится до 13 %.

Коэффициент уменьшения массы нефти в пласте $\eta_m = 0,69$, приведенный в числовом примере, определен для средней наиболее продуктивной части залежи, по скважинам, характеризующимся высоким коэффициентом сжимаемости пор пласта ($\beta_{п.пл} = 30 \times 10^{-3}$ МПа⁻¹).

График, построенный для условий Салымского месторождения, (рис. 121), показывает, что с уменьшением сжимаемости пор пласта величина η_m может существенно снизиться. К этой же наиболее продуктивной части приурочено подавляющее большинство разведочных скважин, использованных для статистического определения коэффициента охвата.

Для определения коэффициента нефтеотдачи на периферийных частях месторождения необходимо располагать дополнительными данными.

Таким образом, как показывают приведенные результаты, упругие свойства замкнутых залежей с АВПД существенно зависят от этапа их разработки, что необходимо учитывать при определении коэффициента извлечения нефти. Недоуплотненные или разуплотненные залежи нефти с АВПД за счет гравитационного уплотнения коллектора могут иметь высокие коэффициенты уменьшения массы нефти в пласте (аналог коэффициента вытеснения). Однако сложное строение литологических залежей нефти значительно уменьшает коэффициент охвата пласта разработкой и, как след-

Приведенные весьма приближенные вычисления коэффициентов извлечения нефти позволяют сделать важные выводы.

При разработке месторождения без знания положения сложного контура продуктивных земель равномерной сеткой скважин коэффициент извлечения нефти при использовании всего фонда эксплуатационных скважин (включая малодобитные) может достичь 27 %. При этом около 1/3 скважин окажутся сухими. При избирательной разработке наиболее продуктивных земель, определенных по результатам совместной интерпретации данных детальной сейсмозаписки, геофизических и промысловых исследований скважин, количество сухих и низкодобитных скважин резко сократится и уменьшится стоимость нефти. Однако останется невыра-

ствие этого, существенно снижает конечный коэффициент нефтеотдачи.

V.4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСЕДАНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ ПОД ВЛИЯНИЕМ ТЕХНОГЕННЫХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ДАВЛЕНИЙ

Техногенные АНПД возникают в пластах-коллекторах в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений или при интенсивном отборе пресных вод в артезианских бассейнах. Снижение пластового давления в коллекторах при отборе флюидов вызывает отток поровых вод и уменьшение их давления во вмещающих глинистых породах. При этом образуется зона аномально низких поровых давлений. В ней происходит уплотнение осадочных пород, что приводит к неравномерному оседанию земной поверхности и некоторым инженерным и экологическим последствиям.

Изучение процессов оседания земной поверхности имеет большое значение для промышленного и гражданского строительства в районах разработки нефтегазовых месторождений. Данный процесс может вызвать разрыв эксплуатационных колонн, повреждение промысловых коммуникаций. При разработке месторождений нефти и газа в равнинных условиях Западной Сибири оседание земной поверхности приводит к заболачиванию сухих территорий над месторождениями. Классическим примером оседания земной поверхности является оседание, происшедшее над нефтеносной залежью Уилмингтон (штат Калифорния, США). За 26 лет ее разработки образовался обширный воронкообразный провал площадью 50 км². Центр его оказался на 9 м ниже первоначальной отметки.

Учеными и исследователями уделено очень мало внимания проблемам, связанным с уплотнением осадочных горных пород, возникающим в процессе снижения пластовых и поровых давлений, и приводящим к оседанию земной поверхности.

Впервые в практике разработки (1961—1962 гг.) специальные наблюдения за явлениями оседания земной поверхности проведены на Северо-Ставропольском месторождении (Ю. В. Терновой, К. А. Белов, 1965 г.). По результатам исследований высокоточными нивелирами было обнаружено оседание земной поверхности месторождения за 5—6 лет с начала разработки. Наибольшее оседание (14,1 см) произошло в зоне максимального падения пластового давления в залежи.

Величину оседания поверхности земли Ю. В. Терновой и К. А. Белов рекомендовали определять по формуле

$$\Delta h = h \Delta p \beta^*, \quad (V.42)$$

где h — мощность сжимаемого пласта; Δp — уплотняющее давление, β^* — коэффициент упругоэластичности пласта.

Уравнение (V.42) учитывает уплотнение только собственно продуктивного горизонта, протекающее за счет упругой деформации. Поэтому закономерно, что результаты расчетов уплотнения по

(V.42) оказались в 5 раз ниже фактических значений. Это указывает на необходимость изучения уплотнения не только пласта-коллектора, но и вмещающих глинистых пород. На примере месторождений Брагуны и Ястребиное (Терско-Сунженская нефтеносная область) рассмотрим методику оценки уплотнения осадочных пород при снижении их внутривывиховых давлений до аномально низких, основанную на изучении результатов геофизических исследований скважин. Для оценки зоны техногенных АНПод применена известная методика кривых нормально уплотненных глин.

Пусть некоторый интервал разреза осадочных пород состоит из n пластов и имеет начальное аномально высокое или нормальное гидростатическое давление. Средневзвешенный по мощности начальный коэффициент пористости этого интервала

$$\bar{k}_{п. н} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{пi} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} = V_{п}/V,$$

где $k_{пi}$ и h_i — соответственно пористость и мощность i -го прослоя; $V_{п}$ и V — объем, соответственно, пор изучаемого интервала и пород в нем.

При снижении давления насыщающих поры породы флюидов коэффициент пористости в изучаемом интервале уменьшается до средневзвешенного по мощности значения пористости в зоне АНПод. Откуда

$$\frac{k_{п. н}}{\bar{k}_{п. ан}} = \frac{V_{п}/V}{(V_{п} - \Delta V_{п})/(V - \Delta V)} = \frac{1 - \Delta V/V}{1 - \Delta V_{п}/V_{п}}, \quad (V.43)$$

где ΔV и $\Delta V_{п}$ — изменение объема, соответственно, пород и пор при снижении давления.

Поскольку объем породы при снижении давления изменяется, в основном, за счет изменения объема пор ($\Delta V_{п} \approx \Delta V$), уравнение (V.43) с учетом того, что $\Delta V = S \Delta h$ и $V = Sh$ (S и h — соответственно площадь и мощность осадочных пород, подвергшихся уплотнению; Δh — изменение толщины зоны АНПод за счет уплотнения осадочных пород или изменение альтитуды поверхности земли), можно записать в виде

$$\frac{k_{п. н}}{\bar{k}_{п. ан}} = \frac{1 - \Delta V/V}{1 - \Delta V/k_{п. н} V} = \frac{1 - \Delta h/h}{1 - \Delta h/\bar{k}_{п. н} h}. \quad (V.44)$$

Исходя из того, что $\bar{k}_{п. н}/\bar{k}_{п. ан} \approx \exp[\bar{\beta}_{п. пл}(\rho_{п} - \rho_{ан})]$ (где $\bar{\beta}_{п. пл}$ — средневзвешенный по толщине коэффициент сжимаемости пор; $\rho_{п}$ и $\rho_{ан}$ — соответственно начальное и аномально низкое давление в коллекторе), и используя (V.44), находим

$$\frac{\Delta h}{h} = \frac{\exp[\bar{\beta}_{п. пл}(\rho_{п} - \rho_{ан})] - 1}{(1/\bar{k}_{п. н}) \exp[\bar{\beta}_{п. пл}(\rho_{п} - \rho_{ан})] - 1}. \quad (V.45)$$

Уравнение (V.45) можно использовать для прогнозирования оседания земной поверхности в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений в зависимости от снижения пластового

давления в залежи ($p_n - p_{ан}$). Однако для этого необходимо знать h , $\bar{k}_{п.н}$ и $\bar{\beta}_{п.п.л.}$.

Мощность пачки h уплотняющихся пород (зоны АНПоД) для залежей, в которых в процессе разработки снизились пластовое и поровое давления, можно определить различными геофизическими методами исследования скважин (электрометрией, радиометрией, ультразвуковым методом). Для этого в полулогарифмическом масштабе строят кривые нормальные уплотненных глинистых пород (см. подразд. III.2.1). На зависимости, построенной по данным электрометрии, зона АНПоД четко выделяется по увеличению удельного сопротивления (рис. 122). Мощность ее $h=394$ м.

В новом неизученном районе h , необходимую для прогнозирования Δh , принимают по аналогии с другими районами с учетом литологических и гидродинамических особенностей разрезов.

Значение $\bar{k}_{п.н}$ находят по геофизическим данным:

$$\bar{k}_{п.н} = (\sum h_{песч}/h) k_{п.песч} + (\sum h_{гл}/h) k_{п.гл}, \quad (V.46)$$

где $\sum h_{песч}$ и $\sum h_{гл}$ — суммарная мощность пластов, соответственно, песчаников и глин в зоне АНПоД; $k_{п.песч}$ и $k_{п.гл}$ — начальный коэффициент пористости соответственно песчаников и глин.

Для определения $\bar{\beta}_{п.п.л.}$ на месторождениях, где произошло снижение давления в залежи, можно использовать следующие способы.

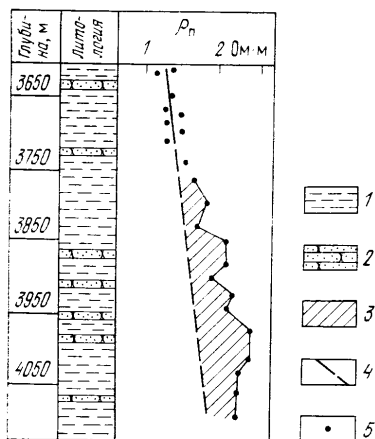


Рис. 122. Выделение глинистых покрышек с техногенным аномально низким поровым давлением по данным электрометрии в скв. 83 площади Брагуны.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — зона АНПоД; 4 — кривая нормально уплотненных глин; 5 — измеренное значение удельного сопротивления глин

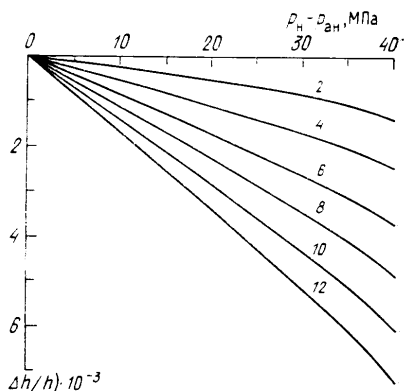


Рис. 123. Палетка зависимости уплотнения осадочных горных пород $\Delta h/h$ от снижения давления в залежи ($p_n - p_{ан}$) в процессе разработки месторождений для $\bar{k}_{п.н} = 15,9\%$.

Шифр кривых — $\bar{\beta}_{п.п.л.} \cdot 10^4$, МПа⁻¹

Результаты определения $\bar{\beta}_{п. пл}$ по данным повторного нивелирования на месторождении Брагуны

Номер скважины	Интервал зоны, АНПоД, м	Мощность зоны АНПоД, м	$k_{п. н}$, %
34	3533—3953	420	15,9
35	4073—4420	347	16,1
40	3638—4045	407	15,8
43	3840—4220	380	15,9

Результаты определения оседания поверхности земли Δh при $\bar{\beta}_{п. пл} = 8 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹ на месторождениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области

Месторождение	Номер скважины	Интервал зоны, АНПоД, м	Мощность зоны АНПоД, м	$\bar{k}_{п. н}$, %
Брагуны	59	3635—4057	422	15,9
	63	3507—3963	456	15,9
	65	3667—4062	395	15,8
	76	4222—4506	284	15,7
	82	3635—4047	412	15,8
	83	3706—4100	394	15,7
	86	3696—4161	465	15,9
	87	3459—3944	485	16,0
	91	3491—3978	487	15,7
Ястребиное	107	3587—3977	390	16,1
	111	3502—3900	398	16,0
	113	3578—3923	345	16,0
	114	3773—4002	229	16,1
	116	3443—3884	441	15,9
	119	3654—3890	236	16,0

1. Повторное нивелирование земной поверхности (повторные замеры альтитуд скважин после снижения давления). Для этого уравнение (V.45) решают относительно $\bar{\beta}_{п. пл}$.

2. Повторное исследование скважин гамма-гамма-методом в зоне АНПоД до и после разработки залежи. По данным повторных измерений вычисляют изменение средневзвешенной по мощности плотности пород $\Delta \bar{\delta}_{п}/\bar{\delta}_{п}$. Легко можно показать, что при пренебрежении изменением плотности твердой фазы породы при снижении давления справедливо соотношение $\Delta \bar{\delta}_{п}/\bar{\delta}_{п} \approx \Delta h/h$. Поэтому $\bar{\beta}_{п. пл}$ можно также найти из (V.45), не используя повторного нивелирования. В новом районе $\bar{\beta}_{п. пл}$ оценивают опытным путем по аналогии с другими районами с учетом литологических и гидродинамических особенностей разрез.

Таблица 17

$\Sigma h_{гл}, м$	$\Sigma h_{песч}, м$	$\Delta h_{изм}, м$	$\Delta h_{выч}, м$	$\bar{\beta}_{п. пл} \cdot 10^4, МПа^{-1}$
317	103	2,56	2,39	8,6
278	69	1,53	2,00	6,1
295	112	2,4	2,30	8,3
283	97	2,39	2,16	8,9

Таблица 18

$\Sigma h_{гл}, м$	$\Sigma h_{песч}, м$	$p_H - p_a, МПа$	$\Delta h, м$
319	103	38,4	2,4
345	111	36,4	2,6
287	108	37,9	2,2
198	86	37,9	1,57
299	113	36,3	2,2
275	119	36,4	2,1
351	114	34,6	2,39
381	104	35,6	2,58
340	147	35,1	2,5
317	73	23,2	1,37
312	86	25,4	1,52
271	74	29,0	1,5
186	43	27,4	0,95
333	108	27,4	1,8
185	51	28,4	1,0

В настоящей работе средневзвешенный по мощности коэффициент пористости был рассчитан по формуле (V.46). При этом $k_{п. песч}$ и $k_{п. гл}$ определяли на основе графиков и аналитических функций изменения пористости, соответственно, песчаников и глин с глубиной для месторождений ЧИ АССР; $\bar{\beta}_{п. пл}$ находили по данным повторного нивелирования в среднем через 15 лет разработки (табл. 17). По вычисленному среднему значению $\bar{\beta}_{п. пл}$, равному $8 \cdot 10^{-4} МПа^{-1}$, определили $\Delta h_{выч}$ в скважинах, в которых было проведено повторное нивелирование. Полученные значения сопоставили с данными нивелирования $h_{изм}$. Средняя абсолютная погрешность по четырем скважинам составила 0,24 м, что позволяет рассчитывать $\Delta h_{выч}$ по среднему значению $\bar{\beta}_{п. пл}$ (табл. 18).

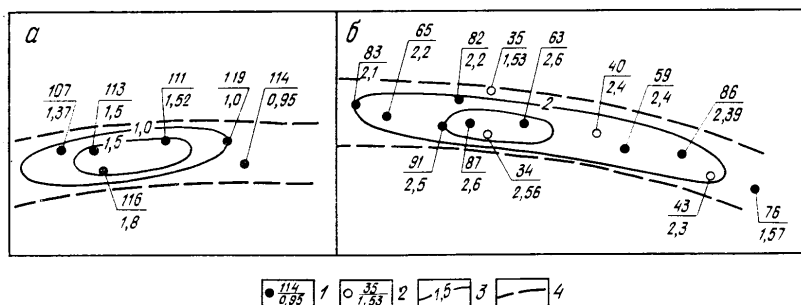


Рис. 124. Карта оседания земной поверхности в процессе разработки месторождений Ястребиного (а) и Брагуны (б).

1 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — расчетное Δh в м; 2 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — измеренное нивелированием Δh в м; 3 — изогипсы оседания земной поверхности; 4 — тектонические нарушения

По формуле (V.45) была построена палетка для определения зависимости уплотнения осадочных пород $\Delta h/h$ от падения давления $p_H - p_{ан}$ при разработке месторождений (рис. 123). С ее помощью можно прогнозировать оседание земной поверхности при разработке меловых отложений в Терско-Сунженском районе или в аналогичных условиях.

На основе определений Δh с помощью палетки построена карта оседания земной поверхности в процессе разработки месторождений Брагуны и Ястребиного с 1969 по 1984 г. (рис. 124). Из нее видно, что наибольшее оседание земной поверхности произошло в центре разрабатываемых месторождений. Это связано с более интенсивным отбором жидкости в сводовых частях.

Таким образом, предлагаемая методика оценки степени уплотнения осадочных пород при воздействии техногенных аномально низких пластовых давлений, основанная на изучении закономерности изменения коэффициента пористости осадочных пород в зависимости от эффективного напряжения, позволяет прогнозировать оседание земной поверхности в районах разработки нефтегазовых месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в данной работе результаты исследований позволяют на основе анализа главных причин формирования аномальных давлений предложить количественные геолого-физические модели образования зон как аномально высоких, так и аномально низких пластовых давлений для использования их при прогнозировании пластовых давлений до и в процессе бурения скважин.

В работе впервые дано теоретическое обоснование новых перспективных методов оценки: поровых давлений — методом компрессионной кривой, аномальных давлений в зонах тектонических дислокаций и аномально низких поровых давлений в разрезах с многолетнемерзлыми породами. Они существенно дополняют известные приемы прогнозирования аномально высоких давлений, позволяют выявлять зоны и количественно оценивать величины аномально низких давлений.

На основании изучения распределения поровых давлений в толщах осадочных пород по данным ГИС разработаны новые подходы к исследованию ряда особенностей геологических разрезов, позволяющие: выделять разрывные нарушения, оценивать мощность пород, выпавших из разреза в результате эрозии, прогнозировать и определять емкостные характеристики глубокопогруженных коллекторов и экранирующие способности глинистых покрышек, изучать палеогеогеодинамику разрезов и т. д. Это имеет большое значение при поисковых работах на нефть и газ. В данном направлении получены лишь первые важные результаты и эти работы в дальнейшем следует продолжить.

Ждут своего решения проблемы, связанные с оценкой поровых и пластовых давлений в карбонатных и соленосных разрезах, включая выявление и прогнозирование зон рапопроявлений. Подлежит изучению вопрос о практическом использовании автономных геофизических приборов для прогнозирования давлений в процессе бурения. Требуют более детальной разработки и широкого опробования методы прогнозирования аномально низких пластовых давлений. Весьма перспективно продолжение работ по исследованию влияния термодинамического градиента давления поровых вод на фундаментальные геологические процессы в земной коре, такие как: широкомасштабный минеральный массоперенос, изменение минерализации вод и геотермического градиента по площади осадочных бассейнов, миграцию и аккумуляцию углеводородов и т. п.

Решение перечисленных проблем будет способствовать повышению эффективности поисков, разведки и совершенствованию технологии разработки месторождений нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бондаренко В. П., Серебряков В. А. Выделение зон аномально высоких поровых давлений на территории Паромайской тектонической зоны Северного Сахалина.— Газовая промышленность. Сер. Геология и разведка газовых, газоконденсатных и морских нефтяных месторождений. Реф. сб. № 9, 1982, с. 4—6.
2. Будыко М. И. Климат в прошлом и будущем.— Л.: Гидрометеоздат, 1980.— 351 с.
3. Буряковский Л. А., Джеванишир Р. Д., Алияров Р. Ю. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений.— Баку: ЭЛИМ, 1986.— 146 с.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири/А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др.— М.: Недра, 1975.— 680 с.
5. Геология нефти и газа Сибирской платформы/Под ред. Конторовича А. Э., Суркова В. С., Трофимука А. А.— М.: Недра, 1981.— 509 с.
6. Добрынин В. М. Метод определения запасов нефти в поровотрещинных коллекторах с АВПД.— Геология нефти и газа, 1983, № 12, с. 1—6.
7. Добрынин В. М. Проблемы коллектора нефти в битуминозных глинистых породах баженовской свиты.— Изв. АН СССР. Сер. Геол., 1982, № 3, с. 120—127.
8. Добрынин В. М., Мартынов В. Г. Коллекторы нефти в нефтематеринских глинистых толщах.— Геология нефти и газа, 1979, № 7, с. 36—43.
9. Добрынин В. М., Пенькова Н. А. Уплотнение осадочных горных пород при воздействии техногенных аномально низких пластовых давлений.— Нефтяное хозяйство, 1985, № 8, с. 42—45.
10. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений.— М.: Недра, 1978.— 231 с.
11. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Природа и закономерности изменения аномально низких пластовых давлений в разрезах Непско-Ботубинской антеклизы.— Геология нефти и газа, 1986, № 9, с. 42—46.
12. Добрынин В. М., Серебряков В. А., Парфененко Н. В. Влияние термодинамического градиента давления поровых вод на геотермические градиенты и минерализацию вод в нефтегазоносных бассейнах.— Изв. вузов СССР. Сер. Нефть и газ, 1986, № 9, с. 3—10.
13. Добрынин В. М., Серебряков В. А., Сребродольский А. Д. Определение аномально высоких поровых давлений в глинистых породах методом компрессионной кривой.— Геология нефти и газа, 1982, № 5, с. 25—28.
14. Зхус И. Д., Бахтин В. В. Литогенетические преобразования глин в зонах аномально высоких пластовых давлений.— М.: Наука, 1979.— 140 с.
15. Карцев А. А., Вагин С. Б., Серебрякова Л. К. Распределение палеодавлений в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1977, № 11, с. 6—9.
16. Мелик-Пашаев В. С., Халимов Э. М., Серегина В. Н. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях.— М.: Недра, 1983.— 182 с.
17. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов/Перев. с англ.— М.: Недра, 1982.— 295 с.
18. Московцев О. А., Погонищев В. И. Результаты опытно-промышленной эксплуатации скважин баженовской свиты Салымского месторождения.— Нефтяное хозяйство, 1984, № 6, с. 23—26.
19. Нестеров И. И., Потеряева В. В., Салманов Ф. К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре.— М.: Недра, 1975.— 276 с.
20. Нефтегазовая гидрогеология юга Сибирской платформы/А. С. Анищев, А. С. Артеменко, О. В. Зеховой и др.— М.: Недра, 1984.— 192.
21. Нефтегазосность подсолевых отложений/А. А. Аксенов, Б. Д. Гончаренко, М. К. Калинин и др.— М.: Недра, 1985.— 205 с.

22. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины.— Львов: Вища школа, 1980.— 187 с.
23. Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений по сейсмическим данным/В. М. Добрынин, М. Б. Рапопорт, В. А. Серебряков и др.— Геология нефти и газа, 1977, № 11, с. 54—60.
24. Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в регионах с многоэтажно-надвиговым строением (на примере Карпат)/В. А. Серебряков, Л. З. Крупский, А. А. Орлов, М. М. Черный.— Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах, 1979, вып. 144, с. 147—152.
25. Серебряков В. А., Илманов Т., Сребродольский А. Д. Изучение аномально высоких пластовых давлений в сложных геологических условиях с помощью метода компрессионной кривой.— В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах.— М.: Наука, 1985, с. 198—204.
26. Серебряков В. А., Пенькова Н. А. О выделении зон аномально низких поровых давлений на месторождениях Азово-Кубанской нефтегазоносной области.— Газовая промышленность. Сер. Геол. и разв. газовых, газоконденсатных и морских нефтяных месторождений. Реф. сб., вып. 5.— М.: ВНИИОЭНГ, 1983, с. 5—6.
27. Серебряков В. А., Серебрякова Л. К. Прогнозирование пористости терригенных пород, залегающих в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД).— В сб.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Материалы II Всесоюзной конференции.— М., МИНХиГП, 1980.
28. Слостенов Ю. Л., Королева Р. В., Алексеев Н. Н. Литология и экраняющие свойства глинистых горизонтов в разрезе мезозоя Лено-Вилюйской газоносной провинции.— В сб.: Литология и геохимия осадочных толщ Якутии.— СО АН СССР, Наука, 1975, с. 3—13.
29. Струговец Е. Т., Нестерова Т. Н. Прогнозирование пластовых давлений по параметрам бурения.— Нефтяное хозяйство, 1984, № 10, с. 22—25.
30. Фертль У. Х. Аномальные пластовые давления/Перев. с англ.— М.: Недра, 1980.— 397 с.
31. Формации, палеотектоника и нефтегазоносность палеозоя и мезозоя Туркменистана/А. Алланов, М. С. Жлуд, О. М. Панасенко и др.— М.: Недра, 1976.— 129 с.
32. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов.— М.: Недра, 1976.— 295.
33. Ходжакулиев Я. А. Гидрогеологические закономерности формирования и размещения скоплений газа и нефти.— М.: Недра, 1976.— 336 с.
34. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность/Перев. с англ.— М.: Мир, 1983.— 327 с.
35. Шевцов В. Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах.— М.: Недра, 1984.— 191 с.
36. Яковлев Ю. И., Семашев Р. Т. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа.— Геология нефти и газа, 1982, № 9, с. 23—27.
37. Theory and evaluation of formation pressures.— Boston: International Human Resources Development Corporation, 1985.— 230 p.
38. Zoeller W. A. Determine pore pressures from MWD gamma-ray logs.— World Oil J., 1984, March, pp. 97—102.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
I. Геолого-физические модели возникновения аномальных пластовых давлений	5
I.1. Давления в водонапорных системах	5
I.2. Краткий обзор существующих представлений	10
I.3. Гравитационное уплотнение горных пород	18
I.4. Термодинамический градиент давления поровых вод	43
I.5. Тектонические дислокации	59
I.6. Диагенез и другие преобразования осадков	63
I.7. Пьезометрический напор и избыточные давления	64
II. Влияние порового давления на свойства глинистых пород	66
II.1. Проблема прогнозирования аномальных давлений	66
II.2. Влияние порового давления на пористость и плотность горных пород	72
II.3. Изменение геофизических параметров глинистых пород от давления поровых флюидов	82
II.3.1. Удельное электрическое сопротивление (электропроводность)	82
II.3.2. Рассеянное гамма-излучение	84
II.3.3. Гамма-излучение радиационного захвата нейтронов	84
II.3.4. Естественная радиоактивность	85
II.3.5. Упругие свойства	89
II.3.6. Температура	90
III. Прогнозирование аномальных давлений	91
III.1. Прогнозирование по комплексу геолого-геофизических данных	92
III.1.1. Прогнозирование по уплотнению осадочных пород	92
III.1.2. Прогнозирование по термодинамическому градиенту	101
III.2. Прогнозирование по геофизическим данным и параметрам бурения	111
III.2.1. Теоретическое обоснование методов	111
III.2.2. Сейсморазведка	122
III.2.3. Геофизические исследования скважин	129
III.2.4. Геолого-технические данные бурения	147
III.3. Использование ЭВМ для определения аномальных давлений	166
IV. Результаты прогнозирования аномальных давлений в различных геологических условиях	171
IV.1. Азово-Кубанская нефтегазоносная область	172
IV.2. Крымская нефтегазоносная область	185
IV.3. Терско-Сунженский нефтегазоносный район	189
IV.4. Среднекуриинский нефтегазоносный район	194
IV.5. Нефтегазоносные области Средней Азии	196
IV.6. Нефтегазоносные области Западной Сибири	211
IV.7. Прикаспийские нефтегазоносные области	221
IV.8. Нефтегазоносные области Сибирской платформы	226
IV.9. Северо-Сахалинская нефтегазоносная область	235
IV.10. Днепровско-Донецкая нефтегазоносная область	238
IV.11. Предкарпатский нефтегазоносный район	247
V. Использование данных о распределении аномальных давлений при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа	251
V.1. Новые способы исследования осадконакопления и тектонической активности осадочных бассейнов	252

V.2. Прогнозирование емкости песчаных коллекторов в зонах развития АВПД до бурения скважин	257
V.3. Способ оценки подсчетных параметров глинистых коллекторов с АВПД	261
V.3.1. Определение открытой пористости по уплотнению глинистых пород (метод МИНГ)	262
V.3.2. Коэффициент сжимаемости пор пласта	265
V.3.3. Текущий коэффициент нефтенасыщенности	270
V.3.4. Коэффициент извлечения нефти в залежах с АВПД	270
V.4. Прогнозирование оседания поверхности земли под влиянием техногенных аномально низких давлений	277
Заключение	283
Список литературы	284