

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО НАУКЕ И ТЕХНИКЕ

АКАДЕМИЯ НАУК
СОЮЗА СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ РЕСПУБЛИК

ВСЕСОЮЗНЫЙ ИНСТИТУТ НАУЧНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ



СЕРИЯ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРЮЧИХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Том 6

ВЫПУСКИ И ТОМА СЕРИИ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ РАНЕЕ:

1. Месторождения горючих полезных ископаемых. 1968
2. Месторождения полезных ископаемых. 1970
3. Месторождения горючих полезных ископаемых. Том 3
4. Месторождения горючих полезных ископаемых. Том 4
5. Месторождения горючих полезных ископаемых. Том 5

СЕРИИ «ИТОГОВ НАУКИ И ТЕХНИКИ» ПО ГЕОЛОГИИ,
ВЫХОДЯЩИЕ В 1975 г.

- | | |
|--|---|
| 1. Техника геологоразведочных работ. Том 9 | 4. Неметаллические полезные ископаемые. Том 4 |
| 2. Стратиграфия. Палеонтология. Том 6 | |
| 3. Геохимия. Минералогия. Петрография. Том 8 | 5. Рудные месторождения. Том 6 |

МОСКВА 1975

1381

1301

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРЮЧИХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Том 6

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
О ПРИРОДЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

МОСКВА 1975

1-2

СЕРИЯ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

главный редактор профессор *Е. Е. Захаров*

ученый секретарь редакционной коллегии *И. Т. Макеева*

члены редакционной коллегии: докт. геол.-мин. наук *Г. П. Барсанов*,
канд. техн. наук *В. Т. Борисович*, профессор *Б. И. Воздвиженский*,
докт. геол.-мин. наук *И. В. Высоцкий*, докт. геол.-мин. наук *В. И. Громов*,
канд. геол.-мин. наук *Е. С. Кабанова*, докт. геол.-мин. наук *Б. М. Келлер*,
академик *Ю. А. Косыгин*, канд. геол.-мин. наук *И. Н. Красилова*,
канд. геол.-мин. наук *Б. В. Кристальный*, канд. геол.-мин. наук *Е. В. Кучерук*,
канд. геол.-мин. наук *С. Н. Максимов*, докт. геол.-мин. наук *А. С. Марфунин*,
профессор *А. К. Матвеев*, канд. геол.-мин. наук *Е. А. Никольская*,
докт. геол.-мин. наук *В. П. Петров*, докт. геол.-мин. наук *И. А. Резанов*,
канд. геол.-мин. наук *С. П. Шоболов*, докт. геол.-мин. наук *Н. А. Штрейс*

Рассматриваются существующие представления о природе аномально-высоких пластовых давлений, встреченных в мире в нефтегазоносных бассейнах различного типа и отложениях всех стратиграфических систем. Дается их критический анализ и освещаются различные методы прогнозирования зон развития аномально-высоких пластовых давлений в недрах.

Авторы:

канд. геол.-мин. наук *Е. В. Кучерук*, *Л. П. Шендерей*

Научный редактор

докт. геол.-мин. наук, проф. *И. В. Высоцкий*

© ВИНТИ, 1975

Памяти крупнейшего специалиста в области пластовых давлений недр, пионера их изучения, энтузиаста-ученого, Батраза Агубечировича Тхостова посвящается

УДК 553.981/982.061.4(100)

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ добывают на всех континентах, в морях и океанах. За более чем столетнюю историю нефтяной промышленности открыто около 28 тысяч нефтяных и газонефтяных месторождений и более 6 тысяч газовых, конденсатно-газовых и нефтегазовых. Промышленные скопления углеводородов обнаружены в породах, возраст которых варьирует от докембрия до плейстоцена.

Статистика показывает, что увеличение добычи нефти и газа на протяжении всей истории поисково-разведочных работ во всех нефтедобывающих странах мира происходило как в результате открытия новых нефтегазоносных территорий, так и за счет освоения все больших глубин в известных нефтегазоносных бассейнах. На заре развития нефтяной промышленности максимальная глубина, с которой добывали нефть, составляла всего несколько десятков метров. В настоящее время обнаружены и эксплуатируются нефтяные залежи на глубинах более 6 км, а газовые — на глубинах свыше 7 км. В 1938 г. забой самой глубокой скважины, пробуренной в Азербайджане (Сураханы), составил 3421 м. Сейчас наиболее глубокой в осадочном чехле в СССР является скважина, Бурунная-1, находящаяся в бурении в Предкавказье. Глубина ее на 1 марта 1975 г. составила 7105 м. Глубины поисково-разведочных и эксплуатационных скважин особенно резко возросли за последние 15 лет. В настоящее время в 43 странах мира проводится бурение на глубину более 4500 м. В девяти из них (СССР, США, Румыния, Нидерланды, Франция, Италия, ГДР, ФРГ и Австрия) пробурены скважины на глубину 6000 м. Самая глубокая в мире скважина № 1-Берта-Роджерс, пробуренная в 1974 г. в США в бассейне Анадарко (округ Уошито, штат Оклахома), достигла глубины 9583 м.

Поиски залежей углеводородов на больших глубинах

осуществляются во многих странах мира. Особенно широко глубокое и сверхглубокое бурение на нефть и газ проводится в США, недра которых до глубины 4 км уже в значительной степени изучены и разведаны. За период с 1938 по 1973 г. включительно здесь было закончено около 6 тысяч скважин глубиной 4572 м и более. На глубинах свыше 4,5 км уже открыт ряд нефтяных и, главным образом, газовых и конденсатно-газовых месторождений. Среди них имеются довольно крупные с разведанными запасами газа более 100 млрд.м³: Гомес (198 млрд.м³), Паккет (184 млрд.м³), Кояноса (116 млрд.м³), Локридж (113 млрд.м³). В Советском Союзе в отличие от США необходимость поисков залежей углеводородов на больших глубинах возникла сравнительно недавно. Наиболее широкое освоение больших глубин началось в последнее десятилетие, главным образом, в старых нефтедобывающих районах – Азербайджане, Предкавказье, на Украине и в Поволжье. Уже открыты промышленные скопления углеводородов на больших глубинах в районах постановки глубокого бурения. Так, в Азербайджане на месторождении Зыря с глубины 4864–4895 м ведется фонтанная добыча нефти и газа несколькими десятками скважин. На месторождениях Карадаг (с глубины 4380–4385 м), Бахар (4700–4950 м) и Сангачалы–море (более 4500 м) добывают конденсат. В Волгоградском Поволжье, на западном борту Прикаспийской впадины, на Антиповской площади из задонско–елецкого горизонта с глубины 4750–4764 м получен приток нефти дебитом 100–130 т/сутки; на Усть-Погожской площади притоки нефти из мосоловского горизонта получены с глубины 5177–5250 м. В Днепровско-Донецкой впадине промышленные скопления углеводородов на больших глубинах выявлены на 22 месторождениях. На многих из них продуктивные горизонты залегают на глубине более 4000 м, на некоторых (Анастасьевское, Харьковцевское, Гадячское) – на глубине более 4500 м. Последние два месторождения характеризуются высокими дебитами нефти и газа. Так, на Харьковцевской площади приток нефти из интервала 4590–4800 м составил 100 т/сутки, на Гадячской площади при опробовании интервала 4820–4895 м получен приток газа с рабочим дебитом более 1 млн.м³/сутки. В Краснодарском крае на больших глубинах обнаружены три газовых месторождения (Юбилейное, Ловлинское, Темиргоевское), одно нефтяное (Левкин-

ское) и газовая залежь в палеоценовых отложениях на Восточно–Северском месторождении. В 1972 г. открыты два нефтяных месторождения на больших глубинах в Чечено–Ингушской АССР: Правобережное и Минеральное. На первом, расположенном в Притеречной тектонической зоне, к северу от Терского хребта, из отложений верхнего мела получен приток нефти дебитом 700 т/сутки с глубины 5349 м. На Минеральном, открытом к северо–востоку от известного месторождения Хаян–Корт, нефть дебитом 950 т/сутки получена из верхнемеловых отложений с глубины 4907–5059 м (112).

По существу освоение нефтегазоносности недр на глубинах более 4 км в нашей стране только начинается. Во многих нефтегазоносных бассейнах мощность неметаморфизованных осадочных пород значительно превосходит 5–6 км, а в некоторых максимальная мощность осадочной толщи достигает 10–15 км (Прикаспийская впадина, Южно–Каспийский, Средне–Каспийский и Азово–Кубанский нефтегазоносные бассейны и др.). В ряде старых отечественных нефтегазоносных районов значительная доля прогнозных запасов нефти и газа приходится на осадочные образования, залегающие на больших глубинах. Так, в Азербайджане прогнозные запасы нефти и газа как на суше, так и на море распределяются следующим образом: до глубины 3000 м находится 26% всех подсчитанных запасов нефти, от 3000 до 5000 м – 53% и от 5000 до 7000 м – 21%. Таким образом, основные прогнозные запасы нефти сконцентрированы в пределах глубин от 3000 до 5000 м. Прогнозные запасы газа до глубины 3000 м составляют всего 9%, от 3000 до 5000 м – 39% и от 5000 до 7000 м – 52%. Следовательно, более половины прогнозных запасов газа находится на глубинах, превышающих 5000 м (124).

Изучение промышленных скоплений углеводородов, выявленных за последние годы в СССР и США на больших глубинах, показывает, что в этой части литосферы имеются все необходимые условия для образования и сохранения залежей нефти и газа. Поэтому все большее внимание уделяется вопросу освоения больших глубин.

Следует, однако, отметить, что поиски залежей углеводородов на больших глубинах связаны с большими затратами сил, времени и средств. Это прежде всего обусловлено сложностью бурения глубоких и сверхглубоких

скважин в условиях господствующих на больших глубинах очень высоких пластовых давлений и температур. Особенно тяжелые осложнения встречаются в скважинах, неожиданно вскрывающих зоны повышенных и аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). Последнее название, широко распространенное среди геологов-нефтяников, применяется для характеристики такого пластового давления, которое оказывается значительно большим ожидаемого в процессе бурения. Как известно, ожидаемое давление — это условное гидростатическое (131), т.е. давление столба пресной воды (плотностью 1 г/см^3), равного по высоте глубине пласта в данной точке. Аббревиатура АВПД для обозначения аномально-высокого пластового давления впервые в литературе была применена К.А. Аникиевым по совету Н.Б. Вассоевича.

Исторически сложилось так, что в отечественной практике такое давление стали характеризовать отношением пластового давления к условному гидростатическому. В США применяется другая величина — отношение пластового давления к давлению, которое создается весом вышележащей толщи.

Первый способ, очевидно, удобнее, поскольку делитель постоянная величина (условное гидростатическое давление), тогда как во втором случае необходимо учитывать меняющуюся плотность пород вышележащей толщи.

Аномально-высокие пластовые давления в недрах известны в настоящее время во всех типах нефтегазоносных бассейнов и в отложениях всех стратиграфических систем. Они встречались и раньше, в начале развития нефтяной промышленности, когда бурение велось на небольшие глубины, хотя и сравнительно редко. На небольших глубинах отдельные нефтяные и газовые залежи с аномально-высокими пластовыми давлениями были известны в Грозненском районе, на побережье Мексиканского залива, в Калифорнии и других местах. Так, в бассейне Сан-Хоакин в Калифорнии вдоль его западного борта газовые залежи с аномально-высоким пластовым давлением были зафиксированы еще в 1910–1915 гг. С увеличением глубины бурения случаи превышения пластовых давлений над гидростатическими стали встречаться все чаще и чаще. Изучение причин образования аномально-высоких пластовых давлений на больших глубинах и прогнозирование интервалов их распространения представляется чрезвычайно важным

как в теоретическом, так и в чисто практическом отношении. От решения этой проблемы зависит повышение эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ на больших глубинах.

Следует отметить, что в большинстве работ, посвященных изучению аномально-высоких пластовых давлений, это явление чаще всего только фиксируется в пределах одного-нескольких месторождений без подробного анализа вызвавших его причин. При объяснении условий образования аномально-высоких пластовых давлений многие исследователи, как правило, придерживаются какой-либо одной концепции и в соответствии с ней подбирают и излагают фактический материал. Оценить достоверность излагаемой точки зрения поэтому бывает невозможно без привлечения дополнительных данных из других источников о геологическом строении региона.

По вопросу о генезисе аномально-высоких пластовых давлений был выдвинут ряд гипотез и предположений. Наиболее известна гипотеза, высказанная V.C. Illing в 1938 г. (215) и позднее развитая применительно к нефтегазоносному бассейну Мексиканского залива G. Dickinson (178, 179). Эта гипотеза связывает возникновение высоких пластовых давлений с накоплением и уплотнением глинистого осадка большой мощности. Для сокращения в дальнейшем эту гипотезу будем именовать "гипотезой уплотнения".

В силу ее известности (она была доложена на 3-м Мировом нефтяном конгрессе в 1951 г.) в большинстве работ именно ее стремятся привлечь при подходе к проблеме аномально-высоких пластовых давлений. При этом часто игнорируются ее основополагающие пункты: непрерывность, монотонность глинистой толщи, ее огромная мощность (несколько километров), молодой (третичный) возраст, отсутствие признаков диагенетических изменений и т.д.

В том случае, когда глинистая толща в изучаемом разрезе отсутствует, для объяснения факта аномально-высоких пластовых давлений используются другие предположения.

Довольно часто встречаются работы, которые содержат сообщения об аномально-высоких пластовых давлениях на нескольких месторождениях, принадлежащих одному тектоническому элементу, однако причины возникновения аномально-высоких пластовых давлений для смежных месторождений предлагаются разные (15, 103 и др.). Есть ряд работ (преимущественно отечественных), в которых причи-

ной образования аномально-высоких пластовых давлений считается присутствие в разрезе мощной покрывки. Ясно, что это не причина создания аномально-высоких пластовых давлений, а условие их сохранения.

Имеются работы, авторы которых признают все известные им гипотезы образования высоких пластовых давлений в зависимости от конкретных геологических условий.

С точки зрения источника аномально-высоких пластовых давлений все рассматриваемые гипотезы могут быть разделены на 2 группы: экзогенного и эндогенного происхождения. В первую входят гипотезы уплотнения, катагенетических преобразований пород, осмоса, "фоцилизации" давления, превращения углеводородов, теплового воздействия на залежь.

Вторую группу составляют гипотезы тектогенеза, внедрения флюидов из подкоровых глубин и "тепловая".

Особняком в таком делении стоит гипотеза "связи с нижележащими горизонтами высокого давления" (4,6 и др.). Авторы ее не сообщают конечного источника, и вопрос о том, каким путем возникает высокое давление, остается открытым.

Большинство исследователей подходят к изучению аномально-высоких пластовых давлений как явлению необычному, случайному, характерному лишь для данного сочетания геологических факторов. Наиболее определенно эту мысль выразил в одной из своих работ А.К. Алиев (4): "В каждом отдельном случае обнаружения несоответствия пластового давления давлению столба воды причину этого явления следует искать в пределах данного участка складки". Отсюда и узколокальный взгляд на условие образования аномально-высоких пластовых давлений. Часто предлагаются поэтому для объяснения этого явления чрезвычайно усложненные схемы (144), которые едва ли мыслимы в природе. Взгляд на аномально-высокое пластовое давление как на явление уникальное не способствовал, естественно, развитию таких исследований, которые связывали бы генетическим единством энергию пластового флюида вообще — будь то "нормальное", "аномально-высокое" или "аномально-низкое давление".

До настоящего времени в геологической литературе не было опубликовано критического обзора гипотез образования аномально-высоких пластовых давлений. Имеется несколько работ, авторы которых излагают все известные им по литературным источникам точки зрения, однако

критический подход в таких обзорах отсутствует. Считается, что все перечисляемые гипотезы имеют равное право на существование и не исключают одна другую. В конкретных условиях проявляется тот или иной механизм образования аномально-высоких пластовых давлений, а иногда они действуют в совокупности.

Из-за языкового барьера обзор ограничивается подборкой тех точек зрения, которые известны в специальной литературе данной страны. Таким образом, в каждой из двух стран (СССР и США), где в основном проблема аномально-высоких пластовых давлений разрабатывается, те немногочисленные обзоры, которые были опубликованы, охватывали работы исследователей только данной страны. Исключение составляют работы двух отечественных исследователей — Б.А. Тхостова (131, 132) и К.А. Аникиева (7,8,9), в которых, хотя и очень кратко, но отражены взгляды американских геологов-нефтяников на происхождение аномально-высоких пластовых давлений. Что касается зарубежной литературы, посвященной данному вопросу, то в ней практически не встречаются имена советских геологов, занимающихся проблемой аномально-высоких пластовых давлений на месторождениях нашей страны. Единственным известным за рубежом советским исследователем пластовых давлений является Б.А. Тхостов, книга которого переведена на английский язык в 1963 г. и, судя по американской литературе, очень популярна среди американских геологов-нефтяников.

При написании данной работы использован огромный объем разнообразной информации по аномально-высоким пластовым давлениям. Учтены практически все публикации по рассматриваемой проблеме, рассеянные в различных периодических и разовых изданиях, выходящих в различных странах мира на разных языках. Авторы надеются, что знакомство с этой работой позволит специалистам, занимающимся поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, оценить состояние всей проблемы в целом, определить достижения по отдельным ее актуальным вопросам, выявить наиболее перспективные направления дальнейших исследований в этом направлении. Кроме того, она даст возможность исследователю лучше ориентироваться в огромном массиве публикаций по аномально-высоким пластовым давлениям, выделить среди них фундаментальные работы и избежать в ряде случаев чтения некоторых первоисточников.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ ОБ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЯХ

До начала 30-х годов работ по аномально-высоким и низким пластовым давлениям не было опубликовано, так как в практике бурения скважин случаи несоответствия пластового давления гидростатическому встречались довольно редко.

В своей работе V.C. Illing (215) пишет о первых сообщениях, касающихся случаев отклонения величин пластового давления от гидростатического. Он ссылается, в частности, на W.H. Emmons (215), который сообщает о чрезвычайно низком пластовом давлении в известняке Трентон месторождения Кливленд (штат Огайо). На месторождении Панхандл пластовое давление составило менее половины гидростатического, по данным C. Cronies (215). Здесь же приведены материалы K.Krejci-Graf (227), согласно которым на месторождении Болдешть (Румыния) давление в песчаниках на глубине 1541 м составляет 185 атм, тогда как в более глубоком горизонте, на глубине 1681 м, давление равно всего 89 атм.

На месторождении Семинол (штат Оклахома) были пройдены бурением пласты очень низкого давления (215) (см. табл. 1).

Таблица 1

Пластовые давления на месторождении Семинол

Свиты	Глубина, м	Давление, атм
Мисерес	1210	69
Хантон	1214	106
Симпсон	1241	81
Уилкокс-1	1258	75
Уилкокс-2	1286	56

К наиболее ранним относится также работа K.E. Кеер и G.L. Ward (224) об аномально-высоком давлении на месторождении Кхаур (Пакистан).

К середине 30-х годов в бассейне Мексиканского залива было пробурено примерно 20 скважин, которые вскрыли пласты с аномально-высоким пластовым давлением в интервале глубин 2440-3660 м. В 1938 г. G.E. Cannon и R.C. Graz (165) опубликовали работу, в которой сообщили, что градиент нормального пластового давления в послемеловых отложениях рассматриваемого района равен 0,107 кГ/см² на 1 м глубины.

В отечественной литературе одна из первых работ по проблеме аномально-высоких давлений опубликована В.С. Мелик-Пашаевым (85), который из опыта бурения скважин на Апшеронском полуострове привел примеры давлений, в 1,5-2 раза превышающих гидростатическое, и попытался их объяснить.

Первая попытка определить возможные причины повышенных по сравнению с гидростатическим давлений была предпринята V.C. Illing в 1938 г. (215). Анализ имеющихся к тому времени примеров высоких пластовых давлений привел этого исследователя к выводу, что глубина не является единственным фактором, определяющим величину пластового давления. Он указал, что в линзовидных песчаных телах, как и вообще в ограниченных по площади пластах-коллекторах, не могут действовать артезианские напоры. Для объяснения этих случаев он первым предложил гипотезу уплотнения, основываясь на условиях проявления аномально-высоких пластовых давлений в месторождениях бассейна Мексиканского залива. Горизонтальное давление, вызываемое диастрофизмом, по мнению V.C. Illing (215), продолжает процесс сжатия осадка, начатый уплотнением под действием собственного веса. Он также высказал предположение об "унаследованном" давлении, когда законсервированный пласт поднимается, сохраняя первоначальную величину пластовой энергии. После уплотнения осадка, как считает V.C. Illing, давление может генерироваться за счет увеличения объема флюида при переходе органического вещества в нефть и газ. Повышение пластовой температуры вызывает расширение газообразных углеводородов, в том числе и растворенных в нефти, что тоже способствует росту пластового давления. В свою очередь температура в пласте увеличивается

вследствие влияния диастрофизма, магматических интрузий, распада радиоактивных элементов и т.д. E.V.Watts (304,305), рассматривая некоторые аспекты аномально-высокого давления на месторождении Вентура-Авеню (Калифорния), считает, что высокие давления в пласте образуются в результате действия одной из четырех указанных им причин. Однако главным условием во всех случаях должна быть достаточная изолированность коллектора.

Он считает возможным образование аномально-высокого пластового давления, во-первых, когда пласт представлен рыхлым песчаником, который сопротивляется уплотняющему давлению вышележащих пород. Из-за отсутствия возможности миграции пластовая жидкость сжимается.

Второй причиной, по его мнению, является унаследованность давления, когда оно оказывается выше гидростатического на новом уровне залегания пласта.

Третий случай связан с горизонтальными напряжениями тектонического характера, которым подвергается пласт-коллектор.

Четвертый случай, по его представлению, имеет место также на рассматриваемом им месторождении. Месторождение приурочено к складке, сильно нарушенной сбросами, которые обособили зону Д-7, где пластовое давление на глубине 2800 м составило 580 кг/см^2 .

E.V.Watts (304,305) считает, что высокое давление в пласте образовалось под воздействием веса вышележащих пород на глины при отсутствии путей миграции. Сброобразование в данном случае препятствовало миграции.

Как уже упоминалось, в отечественной литературе первые работы о природе больших пластовых давлений выполнены В.С. Мелик-Пашаевым (85,86,87). Высказанные им предположения о происхождении высоких давлений на месторождениях Азербайджана можно изложить следующим образом.

1. Образование высоких давлений возможно благодаря контакту сопочной грязи, находящейся в полужидком состоянии, со всеми горизонтами продуктивной толщи.

2. Основная причина избыточных пластовых давлений заключается в самом строении структур, в наличии больших продольных нарушений, проходящих в осевых частях складки.

3. Аномально-высокое пластовое давление может быть вызвано проявлением тектонических сил, в результате

действия которых после формирования нефтяных залежей пласт был поднят и складка подверглась значительной денудации при сохранившемся давлении.

4. Проявление горного давления, под влиянием которого уменьшается пористость на глубине.

5. Передача горного давления нефтяным и газовым залежам путем внедрения верхних глин в трещины нижележащих известняков. Этот механизм предположительно действует на месторождения Терского и Сунженского хребтов.

А.И. Леворсен (75,76) считает, что в нефтяных пластах имеются два основных источника давления жидкостей: вес столба воды над точкой измерения давления и вес перекрывающих пород. К второстепенным источникам относятся явления вторичного осаждения или цементации, землетрясения, возмущения в атмосфере и океанах, химические и биохимические реакции. Приводя примеры избыточного давления (аномально-высокого) в третичных отложениях, он считает, что это результат воздействия на данный пласт геостатического давления и диастрофизма, который "в комплексе с весом налегающих осадочных пород сжимает мягкие осадочные породы до меньших объемов в основном за счет ссращения порового пространства и повышает пластовое давление".

Другой возможной причиной образования высоких давлений "является увеличение объема углеводородов, имевших первоначально высокий молекулярный вес, при их превращении в более легкие углеводороды".

Недостаточные пластовые давления А.И. Леворсен объясняет как ископаемые. Это означает, что пластовое давление установилось в коллекторах, представленных линзами. Последовавшее затем погружение их на значительную глубину не изменило величины давления в них.

W.W. Rubey и M.K. Hubbert (213,280) пишут, что существуют такие объяснения причин аномально-высоких давлений: 1) "фоссилизированное" давление, когда запечатанный пласт поднимается и вышележащие отложения частично подвергаются эрозии; 2) региональное тектоническое сжатие пород вместе с заключенными в них флюидами; 3) уплотнение осадка с развитием в нем высокого порового давления из-за отсутствия путей фильтрации.

J.H.M.A. Thomeer и J.A. Bottema (299, 300) указывают, что есть две причины возникновения условий для аномаль-

но-высоких пластовых давлений: 1. Наличие каменной соли или аналогичных отложений очень большой мощности и площадной распространенности типа цехштейна. Под солью сохраняются рыхлые пористые породы с высоким давлением. 2. Присутствие глинистых отложений также большой мощности и протяженности. Проницаемость в этих отложениях низка. В качестве примера приведены геологические условия бассейна Мексиканского залива, где в глинах третичного возраста максимальные давления превышают условное гидростатическое в 2,2-2,4 раза. В верхнетретичных отложениях северного побережья Гвинеи пластовые давления, рассчитанные по удельному весу глинистого раствора, превышают величину условного гидростатического давления в 2,06-2,32 раза. Подобные условия указываются и для Пакистана, где на глубине, например, 630 м пластовое давление достигло $170,8 \text{ кг/см}^2$, т.е. в 2,5 раза превысило условное гидростатическое и превысило геостатическое.

Авторы считают, что тектонические причины, не влияют на величину максимального пластового давления. Они разделяют взгляды, высказанные теми исследователями, которые связывают образование аномально-высоких пластовых давлений с уплотнением глинистого осадка, как это описано для условий бассейна Мексиканского залива.

В специальном обзоре причин аномально-высоких давлений пластовой жидкости В. Moulenes (253) перечисляет следующие (если не считать высокого этажа нефтегазоносности, когда на контакте с водой давление гидростатическое).

1. Уплотнение коллектора и сокращение его порового пространства под действием геостатической нагрузки в условиях отсутствия путей миграции.
2. Тектонические напряжения в сочетании с геостатическим давлением.
3. Уменьшение порового пространства пласта-коллектора во время диагенеза.
4. Увеличение объема углеводородов в процессе их образования из органического вещества и последующая метаморфизация сложных высокомолекулярных соединений в простые вплоть до метана.
5. Повышение температуры в результате тектонических движений, радиоактивных явлений, интрузий и т.д.
6. Действие сил осмоса в системе, состоящей из двух

пластов с различной минерализацией вод, разделенных глинистым экраном.

Л.Н. Капченко (56) считает, что в природе возможно несколько путей образования аномально-высоких пластовых давлений, не исключая друг друга. Он, в частности, указывает, что высокие пластовые давления могут возникать в результате действия геостатического давления при затрудненном оттоке флюидов из коллектора, при сжатии поровых жидкостей под влиянием тектонических напряжений в процессе складкообразования. Причинами аномально-высоких пластовых давлений могут быть также миграция соленых и рассольных вод из подкоровых и внутрикоровых магматических очагов; запечатывание на глубине залежи с последующим поднятием и срезанием эрозией поднятого блока, а также гидродинамические условия.

М.К. Калинин (54) среди причин аномально-высоких давлений указывает такие:

1. Восходящие движения отдельного блока или структуры с размывом вышележащих пород ("фоссилизированное" давление).
2. Собщение с глубоко залегающими газоносными горизонтами (по разломам или жерлам грязевых вулканов).
3. Изменение емкости коллектора под влиянием изменения текстуры, геостатического давления, тектонических сил, цементации, окисления нефтей в зоне контакта.
4. Поступление флюидов в песчаные пласты из глинистых под действием уплотнения последних при погружении.
5. Образование, преобразование и миграция углеводородов.

М. Ghadimi, Н. Вейкоров (199) предлагают несколько "теорий" происхождения аномально-высоких пластовых давлений.

1. "Теория" вертикального сжатия, сущность которой состоит в том, что с увеличением глубины залегания увеличивается сжатие пород с соответствующим возрастанием давления жидкости в песчаниках, т.е. возникают условия, в которых уравнивается геостатическое давление.
2. "Теория" горизонтального сжатия, согласно которой горизонтально действующая тектоническая нагрузка вызывает уменьшение порового пространства, тогда как объем поровой жидкости остается неизменным при условии отсутствия путей для ее вытеснения.
3. "Теория" подъема изолированного пласта. Если изолированный пласт поднят относительно уровня своего об-

разования, его пластовое давление будет повышенным для новой глубины залегания.

4. "Теория" захваченной жидкости. В толще переслаивания песчаников и глин вода при уплотнении переходит из глин в песчаные пласты. При отсутствии возможности выхода воды в пластах повышается давление, пределом которого является вес вышележащей толщи.

5. "Теория" распада углеводородов, согласно которой в изолированном пласте давление создается благодаря прогрессирующему распаду углеводородных соединений.

6. "Теория" гидродинамически-гравитационного эффекта. Если проницаемый пласт простирается горизонтально на большой площади, перемещения жидкости в нем может и не быть. При наклоне такого пласта и возникает указанный эффект, появляется градиент давления в горизонтальном направлении.

На рассматриваемых авторами месторождениях Ирана, по их мнению, проявляется действие различных причин образования аномально-высоких пластовых давлений. Так, если в Центральном-Иранском бассейне аномально-высокие пластовые давления связаны с интенсивным перемещением солей и тектоническими движениями, то на южных месторождениях аномально-высокие пластовые давления могут быть результатом гидродинамически-гравитационного эффекта. В обоих районах продуктивны сильно трещиноватые известняки (Хами и Асмари соответственно), которые перекрываются солями, ангидритами, мергелями миоценового возраста.

Среди работ обзорного характера выделяется работа А.М. Волкова (25). В ней дается критический анализ нескольких точек зрения на происхождение аномально-высоких давлений в пластах.

В частности, им рассмотрена гипотеза, связывающая возникновение высоких давлений с геостатической нагрузкой. Действие нагрузки на пластовый флюид может проявляться в условиях полной его неподвижности, что обеспечивается достаточно надежной изоляцией пласта (линзы) от регионально выдержанных песчаных толщ. Однако аномально-высокие пластовые давления часто возникают в коллекторах, имеющих широкое распространение по площади (месторождения Карадаг, Северо-Крымское и др.). Кроме того, если аномально-высокие пластовые давления могут возникать в процессе осадконакопления, когда мощ-

ность вышележащих толщ закономерно возрастает, то с прекращением опускания и сопровождающего его осадконакопления исчезает фактор поддержания пластового давления на данном уровне. Это приведет к постепенному снижению пластового давления. Но в таких районах, как Северный Кавказ, испытавших в антропогене резкий подъем, аномально-высокие пластовые давления сохранились. На этом основании автор считает невозможным образование аномально-высоких давлений под действием геостатической нагрузки.

Уменьшение объема порового пространства в результате разрушения отдельных минеральных зерен и переотложения растворенного кремнезема как причина аномально-высокого давления отвергается автором по следующим причинам. С увеличением давления жидкости уменьшается нагрузка на контактах зерен в силу, того, что частицы песка оказываются как бы взвешенными в жидкости. Следовательно, нет условий для растворения приконтактных участков песчаных зерен.

А.М. Волков рассматривает также влияние в пределах грязевулканических структур веса сопочной брекчии, которое проявляется в том, что брекчия давит на флюиды, заполняющие проницаемые пласты, и тем самым повышает в них давление. Этот причиной можно было бы объяснить возникновение высоких пластовых давлений в ограниченном числе случаев. Кроме того, вязкая консистенция сопочной брекчии делает маловероятным проникновение ее в поровое пространство песчаников. Повышение температуры в пласте при погружении и сопутствующее этому преобразование органического вещества в газообразные углеводороды также считается маловероятной причиной аномально-высоких пластовых давлений. Во-первых, данный процесс носит региональный характер в отличие от локально встречающихся случаев аномально-высоких пластовых давлений, во-вторых, подъем большинства нефтегазоносных районов в антропогене должен был свести на нет действие этого фактора.

А.В. Волков подробно рассматривает точку зрения К.А. Аникиева (8), в частности, предложенное им трехзональное деление разреза месторождений с аномально-высокими пластовыми давлениями. Он считает, что в I зоне можно проследить закономерное уменьшение градиента избыточного давления от свода к водо- или газонефтя-

ному контакту, где давление будет лишь незначительно отклоняться от гидростатического. Это отклонение всегда можно объяснить пьезометрическим напором. Разброс величин давлений по разрезу и площади II зоны также может найти объяснение за пределами использования тектонической гипотезы. В частности, нижележащая залежь способствует образованию аномальных давлений в перекрывающей глинистой толще. Величина избыточного давления в пределах зоны влияния залежи будет зависеть от положения песчаной линзы по отношению к своду структуры. В линзах, расположенных за контуром залежи, давление сохранится на уровне гидростатического.

Иную причину, по сравнению с предложенной К.А. Аникиевым, находит автор и для объяснения пульсационного характера миграции флюидов. Он считает, что не пульсирующие неотектонические процессы, а растяжение и сжатие микротрещин являются такой причиной. В результате увеличения или уменьшения микротрещин соответственно увеличивается или уменьшается поступление флюида из залежи нефти или газа, находящейся в нижней зоне под избыточным давлением.

Точка зрения автора на образование аномально-высоких пластовых давлений состоит в том, что такие давления могут поддерживаться в залежи постоянно за счет поступления соответствующих порций флюида из нижележащего горизонта. Аномально-высокое пластовое давление сохранится до тех пор, пока в нижнем горизонте имеется миграционно-способный флюид.

В.В. Hanshaw и J.D. Bredehoeft (161, 205) считают, что если классифицировать гипотезы образования аномально-высоких пластовых давлений, то все они могут быть разделены на две группы. В первую войдут те из них, в которых источник энергии действует на весь мощный осадочный разрез, в результате чего создается как избыток, так и недостаток давления. Сюда входят гипотезы "фоссилизированного" давления, тектонического сжатия и непрерывного увеличения нагрузки в процессе осадконакопления. Вторую группу составляют те гипотезы, которые предполагают источники флюида на глубине. Такими источниками могут быть магматическое тело, преобразование минералов, внедряющийся газ и осмотические перетоки.

А.Е. Гуревич (33) на основании теоретического анализа природы пластовых давлений выделяет 3 генетических

типа аномально-высоких пластовых давлений и указывает для их образования наиболее благоприятные геологические условия.

Первый тип представляют залежи, в которых избыточное давление определяется разностью плотностей пластовых флюидов.

Аномально-высокие пластовые давления второго типа возникают за счет гравитационного уплотнения глин в условиях, когда возрастание нагрузки опережает отток поровых флюидов. Аномально-высокие пластовые давления этого типа могут определять региональные фильтрационные потоки и быть весьма долговечными.

Третий тип аномально-высоких пластовых давлений объединяет случаи, когда давление образуется за счет уплотнения пород при тектонических импульсах. Основным фактором, необходимым для создания давления таким путем, является сочетание линзовидной формы коллекторов с высокой современной тектонической активностью района. Аномально-высокие пластовые давления этого типа существуют наиболее кратковременно.

В 1969 г. R.E.Gretener (202) опубликовал статью обзорного характера, посвященную происхождению аномально-высоких пластовых давлений. Среди возможных причин этого явления он перечисляет следующие.

1. Вечная мерзлота, которая обуславливает образование аномально-высоких пластовых давлений при температурных изменениях в северных широтах.
2. Аккумуляция углеводородов, когда из-за различия плотностей флюидов создается избыточное давление.
3. Артезианский напор.
4. Нарушение равновесного уплотнения. Для иллюстрации своей мысли он привлекает известную модель K.Terzaghi.
5. Диагенетическое превращение минералов, в частности, переход гипса в ангидрит с освобождением воды.
6. Осмотические перетоки через полупроницаемую мембрану, т.е. глинистую толщу.
7. Анатексис, т.е. региональная гранитизация (переплавление) горных пород.

A.Somfai (286), анализируя условия, в которых проявляются аномально-высокие давления в продуктивных горизонтах Венгерской равнины, выделяет две категории систем коллекторов, внутри которых высокие давления вызваны различными причинами.

В закрытых системах этими причинами могут быть:

- 1) механическое сжатие пород, обусловленное как весом налегающих слоев, так и горизонтальными орогеническими движениями;
- 2) осмотические перетоки через полупроницаемую глинистую перемычку;
- 3) повышение температуры, вследствие чего объем флюида увеличивается в значительно большей степени, чем объем скелета пород;
- 4) химические и физико-химические изменения в породе, уменьшающие объем порового пространства (выпадение цемента, полимеризация углеводородов и т.д.);
- 5) связь с пластами более высокого давления, по путям, которые открываются под влиянием тектонических сил, когда соблюдается закономерность: $P_{\sigma} > (P_f + hc)$, где P_{σ} — давление флюида нижележащего пласта, P_f — давление флюида вышележащего пласта, h — вертикальное расстояние между ними, c — плотность передвигающегося между ними флюида;
- 6) увеличение содержания воды в пласте в результате превращения монтмориллонита в иллит и (или) при его термической дегидратации;
- 7) поднятие запечатанного пласта на новый уровень;
- 8) сейсмические волны, морские приливы и т.д.

В открытых системах аномально-высокое пластовое давление фиксируется, когда различаются плотности флюидов; вследствие морфологической неоднородности земной поверхности и связи с пластами более высокого давления, если равновесное состояние еще не достигнуто.

Возможные причины аномально-высоких пластовых давлений очень кратко указаны в работе W.R. Matthews, W.A. Rehm, L.K. Loudon (248). Они делят все причины на 3 категории, представляющие интерес для практической деятельности буровиков. Первая объединяет те случаи, когда давление обусловлено артезианским напором или различием плотностей наполняющих ловушку флюидов.

Вторая группа причин связана с процессом уплотнения массивных глинистых тел. По мере отложения осадка отжимающаяся жидкость удаляется через проницаемые пески или глинистые слои. Когда вода из осадка не сможет отжиматься с достаточной скоростью, развивается давление, которое временами достигает величины, равной весу вышележащих пород. Возникающее таким путем давление является функцией скорости отложения осадка, соотношения

песчаных и глинистых тел в разрезе, наличия линз и дизъюнктивных дислокаций. На процесс уплотнения действуют не только вертикальные силы гравитации, но и тектонические (горообразовательные) горизонтальные напряжения.

К причинам, вызывающим образование аномально-высоких давлений, относится также присутствие соленосных толщ. Предполагается, что когда соль выпадает непосредственно на неуплотненный слой глин, она препятствует удалению жидкости из последнего и способствует развитию высоких давлений.

L.R. Loudon (231, 232) указывает возможные, по его мнению, пути образования аномальных давлений — низких и высоких. Он считает, что аномально-низкое пластовое давление создается в двух случаях, каждый из которых тектонического происхождения. Когда толща отложений поднимается и испытывает размыв в верхних частях, ослабляется сжимающая нагрузка и скелет пород расширяется. Следствием этого процесса является увеличение объема и уменьшение плотности пород. В областях современной тектонической активности, таких как склоны Скалистых гор или Береговых хребтов Калифорнии, складкообразующие процессы искривляют (сгибают) плотные слои, а в находящемся между ними (промежуточном) слое происходит расширение скелета породы и в нем создаются аномально-низкие давления (рис. 1). Имеются также только два пути образования аномально-высокого давления, как считает L.R. Loudon (231, 232). В случае тектонической активности аномально-высокое давление может быть результатом горообразовательных процессов или внедрения соляных и глинистых диапиров. Процесс включает запечатывание зон связи сбросами, а также поднятие слоев на новый уровень. Кроме того, к образованию высоких давлений ведут процессы, в результате которых запечатывается пласт. Это может быть физическое запечатывание посредством сбросов и отложений известковистых пород, интрузии диапировых глин и соляных куполов. Запечатывание в результате химических реакций включает выпадение в осадок карбонатов в процессе седиментации.

Физико-химические процессы, способствующие сокращению путей фильтрации, проявляются во время катагенеза и литификации пород. Преобразование органического материала в осадке может привести к увеличению давле-

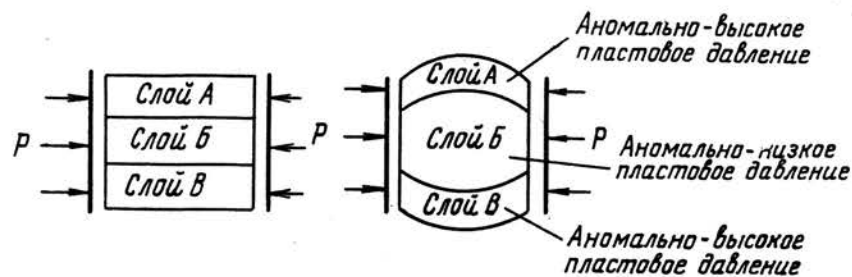


Рис. 1. Схема образования аномальных давлений в пластах при тектоническом сжатии: P - направление тектонических напряжений

ния как за счет выделившихся газообразных продуктов, так и закупорки поровых каналов вновь образованными химическими соединениями. Химическую природу имеет и еще один источник высокого пластового давления - регидратация ангидрита, т.е. явление перехода ангидрита в гипс. W.H.Fertl и D.J.Timko (188) насчитывают 16 возможных причин образования аномально-высокого пластового давления.

1. Быстрый темп отложения глинистого осадка с небольшим количеством песчаного материала.
2. Тектоническая деятельность, которая проявляется в сбросо- и складкообразовании, горизонтальном перемещении осадков, оползании, сжатии отдельных блоков, соляном или глинистом диапиризме, землетрясениях.
3. Высокое положение пьезометрического уровня, классическим примером чего является артезианский бассейн.
4. Различное гипсометрическое положение периферийных частей запечатанного пласта, типа линзы, когда давление в погруженной части будет нормальным, а в поднятой - аномально-высоким.
5. Присутствие соляных толщ в разрезе. Они могут перекрыть и запечатать нижележащие отложения, которые из-за отсутствия путей для отжимания флюидов остаются недоуплотненными.
6. Возникновение во время бурения связи неглубокозалегающих пластов с более глубокими горизонтами.
7. Палеодавления, происхождение которых связано с подъемом на более высокий уровень герметически закупоренного пласта.
8. Грязевые вулканы, которые благодаря действию огромных количеств газа и сопочной грязи создают аномаль-

но-высокое давление. Это явление можно также классифицировать как глинистый диапиризм или оползание в небольших масштабах. Примером является Апшеронский полуостров СССР.

9. Вторичное минералообразование и цементация материала. Пример такого случая - аномальное давление в осинском горизонте (Марково, СССР). Давление увеличилось здесь благодаря уменьшению порового пространства вследствие роста кристаллов каменной соли внутрь пор.

10. Диагенез вулканического пепла. Это явление характерно для северо-западного побережья США и Южно-Китайского моря. Диагенез пепла дает три главных продукта: глинистые минералы, метан и углекислый газ.

11. Регидратация ангидрита, т.е. явление перехода ангидрита в гипс, как это отмечается по литературным данным в восточной части бассейна Мексиканского залива (отложения Брюкнер).

12. Диагенез глинистых минералов, в частности, переход монтмориллонита в иллит.

13. Осмотический феномен.

14. Вечная мерзлота в арктических районах при резком изменении климата или преобразованиях на поверхности, имеющих локальный масштаб, которые приводят к образованию аномально-высоких давлений.

15. Землетрясения, которые вызывают внезапные изменения пластового давления и в настоящее время, и в геологическом прошлом. Зависимость между увеличением дебита скважин, ростом пластового давления, с одной стороны, и количеством и силой землетрясений с другой, наблюдались в Калифорнии, Колорадо и др.

16. Термодинамические, химические и биохимические причины могут в результате совместного действия с другими факторами влиять на образование высоких давлений в пласте. Среди этих причин можно указать влияние температуры на преобразование углеводородов и т.д.

Кроме перечисленных причин, авторы указывают, что на образование высоких давлений оказывают воздействие такие явления, как приливы в шельфовых регионах, цунами, ураганы и т.п.

Краткий анализ работ, рассмотренных выше в хронологическом порядке, показывает тенденцию увеличения количества возможных причин, выдвигаемых для объяснения генезиса аномально-высоких пластовых давлений по мере накопления материалов. Считается, что все эти причины

проявляются независимо друг от друга в той или иной геологической обстановке. Как правило, высказывая конкретную гипотезу (не отрицающую другие), автор приводит примеры тех месторождений, геологическое строение которых наиболее вероятно отвечает возможности проявления названного механизма образования аномально-высоких пластовых давлений. Иногда обзорный характер таким работам придает стремление авторов найти возможную причину аномально-высоких пластовых давлений на рассматриваемом ими конкретном месторождении. В таком случае вопрос о применимости той или иной точки зрения к данному случаю решается методом исключения.

Надо также сказать, что ни одна из высказываемых точек зрения, как правило, не обеспечивается доказательствами. Источником аномально-высоких пластовых давлений считаются явления, вообще известные в природе (уплотнение осадка, его диагенез, тектогенез и т.д.). Однако во многих случаях приводятся ссылки на литературные первоисточники, в которых подобная точка зрения уже была высказана, но часто не доказана. Естественно, критический анализ в таких работах отсутствует. Как упоминалось, за всеми гипотезами остается одинаковое право на научное использование.

Рассмотрение перечисленных работ наиболее ярко подчеркивает мысль, которая широко распространена в настоящее время среди исследователей явления аномально-высоких пластовых давлений. Это мысль об уникальности аномально-высоких (и низких) пластовых давлений, об исключительности, позволяющей считать, что для их образования необходимо сложное стечение обстоятельств, необычное сочетание геологических процессов.

Глава II

ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О РОЛИ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ В ОБРАЗОВАНИИ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

В отношении механизма возникновения аномально-высоких пластовых давлений существуют различные представления. Для объяснения этого интересного природного явления выдвинут ряд гипотез и предположений, согласно

которым образование аномально-высоких пластовых давлений связывается с действием одного или нескольких природных процессов. В настоящее время среди геологов-нефтяников наиболее широко распространенными являются гипотезы, согласно которым доминирующим фактором в образовании аномально-высоких пластовых давлений признается уплотнение глинистых пород (гипотеза уплотнения), катагенетические преобразования глинистых пород в недрах, температурный режим недр, явление осмоса и различные тектонические процессы. Поэтому представляется целесообразным более подробно рассмотреть эти гипотезы.

Роль уплотнения глинистых пород в образовании аномально-высоких пластовых давлений

Одной из первых работ, где сделана попытка объяснить происхождение пластовых давлений, величины которых отклоняются от нормального гидростатического, является работа V.C. Illing (215). Автор приводит примеры, взятые из практики разработки месторождений различных стран. Пластовые давления на этих месторождениях не соответствуют артезианским напорам, а геологические условия таковы, что позволяют предположить существование других источников образования пластовой энергии. V.C. Illing, видимо, первый предложил для объяснения этого явления "теорию уплотнения". В его изложении она выглядит следующим образом. На ранних стадиях осадкообразования глинистые слои подвергаются сжатию по мере того, как вес вышележащей толщи увеличивается. Сжатию препятствует гелевая прочность осадка и их уменьшающаяся проницаемость. Выход жидкости становится все более затрудненным, и давление флюида увеличивается. Давление в пластовом флюиде определяется воздействием двух факторов: сжиманием благодаря уплотнению, с одной стороны, и сопротивлением вытеснению жидкости вследствие ухудшения проницаемости - с другой.

Предложенная V.C. Illing "теория" получила дальнейшее развитие в трудах американских ученых, которые столкнулись с проблемой аномально-высоких пластовых давлений на месторождениях бассейна Мексиканского залива. Одно из наиболее известных исследований по этой проб-

леме принадлежит G. Dickinson (178, 179), который, отталкиваясь от идеи, высказанной V.C. Illing, анализирует геологические условия месторождений бассейна Мексиканского залива, где наблюдаются высокие пластовые давления. По его данным, на побережье Мексиканского залива в полосе шириной 56–120 км от реки Рио-Гранде до дельты реки Миссисипи при разбурировании третичных отложений практически повсеместно проявляются аномально-высокие пластовые давления. Причиной таких давлений, как подчеркивает G. Dickinson, является только уплотнение глинистой толщи под действием веса вышележащих пород. В сторону залива в зону аномально-высоких давлений вовлекаются все более молодые отложения. G. Dickinson сосредоточил свое внимание на изучении конкретных геологических условий, благоприятных, по его мнению, для сохранения аномально-высоких пластовых давлений. По его данным, такие давления сохраняются в тех случаях, когда песчаный пласт-коллектор имеет линзовидную форму и окружен глинами, или приходит в соприкосновение с непроницаемой глинистой толщей по плоскости сдвига, или же экранирован соляным штоком. "Независимо от происхождения аномального давления, — пишет G. Dickinson, — очевидно, что пласт, имеющий высокое давление, должен быть эффективно изолирован от любого другого пористого горизонта с нормальным гидростатическим давлением, иначе высокое давление будет рассасываться". В условиях анализируемого им района большинство зон аномально-высокого давления встречается на структурах, разбитых сбросами. Это дает возможность G. Dickinson считать, что такого рода ловушки имеют небольшие размеры, и экранирование сбросами является наиболее распространенной формой изолированности пластов с аномально-высоким давлением.

M.K. Hubbert и W.W. Rubey (213, 280) также пришли к заключению, что быстрое отложение глинистого осадка может создать аномальное давление, так как поровая вода не успевает отжаться и принимает на себя часть веса вышележащей толщи. Степень аномальности (λ) пластового давления они предложили определять по соотношению давления флюида (p) и геостатического (литостатического) давления (S)

$$\lambda = \frac{p}{S}.$$

Значение λ лежит в пределах 0,465–1,0. Когда давление, обусловленное весом вышележащей толщи, от скелета вмещающих пород полностью передается на флюид, тогда $\lambda = 1$.

Гипотеза уплотнения нашла поддержку среди многих американских ученых, которые признают этот путь образования аномально-высоких пластовых давлений либо единственным, либо одним из немногих. Эта позиция отражена в работах P.A. Dickey, C.R. Shriram и W.R. Paine (177), P.A. Dickey (175), которые дополнительно к основной идее считают, что сбросообразование является "запечатывающим фактором", ограничивающим отток поровой воды из глин. В таких условиях замедляются процессы уплотнения, причем отток флюида затрудняется еще и тем, что вода в порах является неньютоновской жидкостью. Аномально-высокое поровое давление, образующееся на глубине в глинистой толще, рассматривается P.A. Dickey как причина движения флюидов в верхние горизонты. Под действием высокого давления флюид прорывает толщу вышележащих пород и перемещается в зоны более низких температур и давлений. Двигаясь в этом направлении, флюиды переносят не только углеводороды, но и рудные минералы, которые в новых термобарических условиях выпадают из раствора, образуя гидротермальные жилы.

J.D. Bredehoeft и B.V. Hanshaw (161, 205) подчеркивают роль мощности глинистого покрова и гидравлической проводимости в создании и поддержании аномально-высоких пластовых давлений в процессе накопления осадка. Гидравлическая проводимость определяется ими следующим образом: $K = \frac{k \cdot P_w}{\eta} \cdot g$, где k — проницаемость; P_w — плотность флюида; g — ускорение силы тяжести; η — вязкость флюида. Этими исследователями рассчитана скорость отжимания воды из мощной осадочной толщи при постоянном темпе осадконакопления. Их расчеты показали, что скорость осадконакопления 500 м за 10^6 лет и гидравлическая проводимость 10^{-8} см·сек⁻¹ (условия, свойственные бассейну Мексиканского залива) могут обеспечить увеличение пластового давления до величины литостатического. Все расчеты сделаны с допущением, что отложение осадка происходит на непроницаемое основание, т.е. отток жидкости возможен только вверх (рис. 2).

Значительная роль в формировании и поддержании аномально-высокого давления отводится этими авторами параметру, описывающему упругие свойства породы и флюида. Этот параметр – удельная емкость (Specific storage) – выражается следующим образом:

$$S_s = p_w g \left(\frac{1}{E_s} + \frac{n}{E_w} \right),$$

где $p_w g$ – вес единицы объема породы; E_s – модуль всестороннего сжатия скелета породы *in situ*; n – пористость; E_w – модуль всесторонней объемной упругости воды. Параметр имеет размерность см^{-1} .

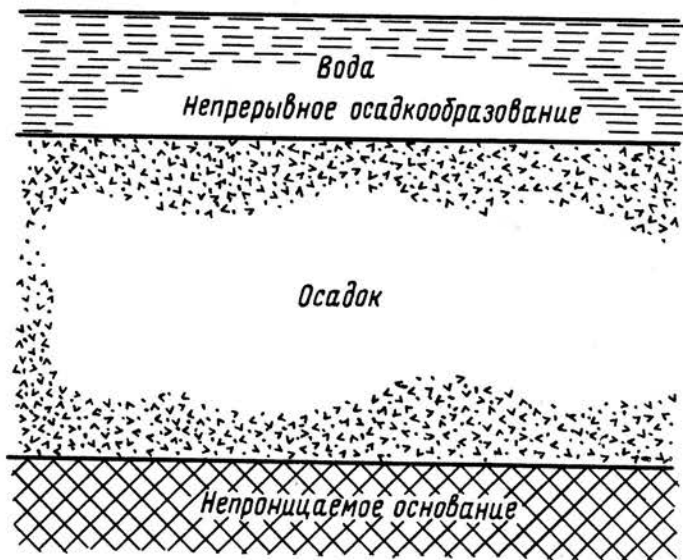


Рис. 2. Схематическое изображение непрерывного осадконакопления, способствующего образованию аномально-высоких пластовых давлений

Впоследствии R.E. Chapman (168) выразил удельную емкость через два слагаемых. Первое из них $\frac{p_w \cdot g}{E_s}$, относится к количеству той воды, которая зависит от сжимаемости скелета породы. Второй, $\frac{p_w \cdot g \cdot n}{E_w}$, име-

ет отношение к количеству той воды, которая зависит от сжимаемости воды. Из уравнения К. Terzaghi $\sigma_{zz} = S - p$ (291), где S – вертикальная составляющая общего напряжения, входящая в E_s (геостатическое давление); p – давление флюида, следует, что, чем выше давление флюида на глубине Z , тем меньше σ_{zz} и тем больше первое слагаемое, т.е. тем больше в порах останется той воды, содержание которой зависит от сжимаемости скелета, тем больше пористость и тем больше второе слагаемое, т.е. тем больше останется воды, количество которой зависит от ее сжимаемости.

Существует огромная литература по уплотнению глин (276). Построено множество кривых уплотнения глинистых осадков различного возраста в разных регионах мира (22, 128, 134, 175, 276). Эти кривые показывают современное распределение плотности (собственно говоря, пористости) с глубиной, но интерпретируются как представляющие историю уплотнения глин под влиянием механической нагрузки во время погружения, без учета таких факторов, которые сопровождают процессы диагенеза и катагенеза осадков. Часто из-за того, что эти кривые имеют количественное описание, взятые с них отдельные цифровые значения считаются абсолютными характеристиками уже безотносительно к тем геологическим условиям, для которых эти кривые построены. Одна из первых работ, посвященных этой теме, принадлежит L.E. Athy (147), который построил кривую уплотнения глинистых пород пенсильвания и перми (палеозой) северной части Оклахомы. R.E. Chapman (168) рассчитал отношение объемов отжатого флюида к начальному объему жидкости для различных глубин кривой уплотнения L.E. Athy. Результаты этих расчетов показывают, что чем выше поровое давление флюида, тем большая часть начального объема жидкости будет оставаться в поровом пространстве глин. Расчетным параметром у

R.E. Chapman принято отношение $\frac{1-\lambda}{1-\lambda_e} = \delta$, где λ –

отношение пластового давления к геостатическому и λ_e – это же отношение для условий равновесного уплотнения. Отсюда $\delta = 1$, когда $\lambda = \lambda_e$, т.е. в условиях гидростатического давления. В конкретном случае, когда $\lambda = 0,9$, т.е. пластовое давление приближается к геостатическому, $\delta = 0,2$, на глубине 2300 м в глинах остается 40% начального объема воды.

Пластовые давления, замеренные
в основных скважинах равнины Нагаока

Скважина	Коллектор	Глубина, М	Забойное давление, кг/см ²
Фуякава, SK = 1	Агломерат	2310,42	367,58
Кумоиди SK = 5	Агломерат	1745,00	251,20
1 а	Песчаник	1394,79	157,07
Секихара R = 3	Агломерат	1129,00	117,50
SK = 1	Песчаник	817,50	74,50
Катагаи SK = 1	Агломерат	1052,50	99,76
Ниси-Нагаока KR = 5г	Агломерат	1172,18	117,72
R = 3	Песчаник	1144,50	106,10
Мицуки SK = 3	Песчаник	1201,27	125,53
4	Лава	1744,90	264,20
Куросака SK = 1	Лава	1816,00	256,62
Хигаси-Санье SK = 1	Туф	1248,82	132,33

Уплотнение осадка как источник аномально-высоких пластовых давлений рассматривается и в работе J.E. Smith (285). Им предлагается модель уплотнения глинистого осадка с целым рядом граничных условий. Одно из них заключается в том, что основание слоя непроницаемо, как это принято, кстати, почти во всех работах такого рода. Подбирая значения необходимых для расчетов параметров (мощность слоя, геотермический градиент, пористость, проницаемость, скорость осадконакопления), J.E. Smith построил ряд кривых изменения давления с глубиной и вычислил длительность сохранения избыточного давления в порах.

Особенно значительный вклад в гипотезу уплотнения внес К. Magara циклом своих работ, выполненных последовательно на материалах Японии, бассейна Мексиканского залива и Зап. Канады (237, 238, 239, 240, 241, 242). В этих работах гипотеза получила свою логическую завершенность, по крайней мере на данном этапе. Работы этого исследователя представляют большой интерес, поскольку процесс образования аномально-высокого давления в глинистой толще выражен математически (при многих допущениях) — то, к чему так или иначе стремятся последователи данной гипотезы, в частности в нашей стране.

Одна из его первых работ посвящена условиям уплотнения глинистых отложений миоценового возраста равнины Нагаока, острова Хонсю (Япония). Изучаемые породы представлены трещиноватыми аргиллитами. В этом регионе известен ряд нефтяных и газовых месторождений с аномально-высокими пластовыми давлениями (табл. 2). На газовом месторождении Фуякава коллектор представлен андезитовыми агломератами, которые перекрываются аргиллитами свиты Сийя. Газоносные отложения месторождения Кумоиде слагаются дацитовыми агломератами и пирокластическими песчаниками. Перекрываются они аргиллитами свиты Нисияма. На месторождении Мицуки нефтеносны трещиноватые участки дацитовой лавы. В одних участках покрывкой служат твердые (плотные) аргиллиты свиты Нанатани, в других — аргиллиты свиты Терадомари. Продуктивные отложения подстилаются аспидными сланцами, кварцитами палеозойского возраста и гранитными интрузиями. Исходя из конкретной геологической обстановки, К. Magara сосредоточил свое внимание на условиях уплотнения кластических пород, залегающих над продук-

тивными интервалами разреза. По характеру площадного распределения пористости в них он наметил пути движения отжимающихся флюидов (воды и углеводородов), полагая, что из областей более низкой пористости аргиллитов происходило более интенсивное вытеснение жидкости в подстилающие вулканогенные породы. Поскольку в плане зоны более низкой пористости располагаются по периферии поднятий вулканогенных образований, которые являются ловушками, то в пределах самих вулканогенных пород движение жидкости было направлено от периферии к поднятию со всех сторон. Распределение пористости по вертикали приводит автора к выводам о том, что участки повышенной пористости аргиллита отражают условия затрудненного движения (отжима) пластового флюида, т.е. являются барьером проницаемости (непроницаемой зоной). И от этой зоны вниз и вверх направлено движение отжимающейся жидкости. Благодаря направленной вниз миграции происходит аккумуляция углеводородов в нижележащих коллекторах вулканогенного состава. Современное распределение пьезометрических уровней показало, что, несмотря на увеличение напоров в направлении месторождений с

аномально-высоким давлением, наклона контактов не наблюдается. Нет также выходов на поверхность отложений продуктивной части разреза. Поскольку автор исключает возможность подтока флюидов снизу, он высказывает предложение о том, что между отдельными месторождениями существуют непроницаемые барьеры (заметим, что расстояние между месторождениями Фуякава и Кумоиде 4 км.). Таким образом, изучение перекрывающих отложений на месторождениях Нагаока, как подчеркивает К. Magara, полезно вдвойне, поскольку эти отложения являются не только покрывками и источниками органического материала, но и участвуют в создании пластовой энергии в перекрываемых резервуарах.

В более поздних работах К. Magara (241,242) развил представление о процессе создания аномально-высоких пластовых давлений в глинистых толщах. Основным параметром в его расчетах является пористость. Она определяется по данным акустического и плотностного каротажа. На месторождениях Канады на некоторой глубине отмечается отклонение линии нормального уменьшения пористости в сторону увеличения. К. Magara принимает, что между вертикальной нагрузкой (S), эффективным напряжением на скелет (σ) и поровым давлением (p) существует зависимость $S = \sigma + p$, известная из работ К. Terzaghi. В свою очередь, σ является функцией пористости. Если пористость распределена, как показано на рис. 3, то в точках Z_e (равновесная глубина) и Z эффективные напряжения равны, а давление (аномальное) на глубине Z выразится $p = S - \sigma = S - \sigma_e = \bar{\rho}_{bw} \cdot g \cdot Z - (\rho_{bw} - \rho_w) \cdot g \cdot Z_e$, где $\bar{\rho}_{bw}$ — средняя водонасыщенная плотность перекрывающих пород; g — ускорение силы тяжести; ρ_w — плотность пластовой воды.

Это уравнение означает, что аномальное давление на глубине Z в неуплотненных глинах равно гидростатическому на глубине равновесного уплотнения Z_e плюс давление веса пород между глубинами Z_e и Z . Схематическое распределение пористости в зоне аномально-высоких пластовых давлений в разрезах скважин Западной Канады имеет форму, показанную на рис. 4. Точка максимальной пористости (o) фиксирует пространственное положение границы разнонаправленных потоков отжимающегося флюида. Относительный объем жидкости, отжатой вниз, увеличивается по мере роста степени уплотнения породы. К. Ма-

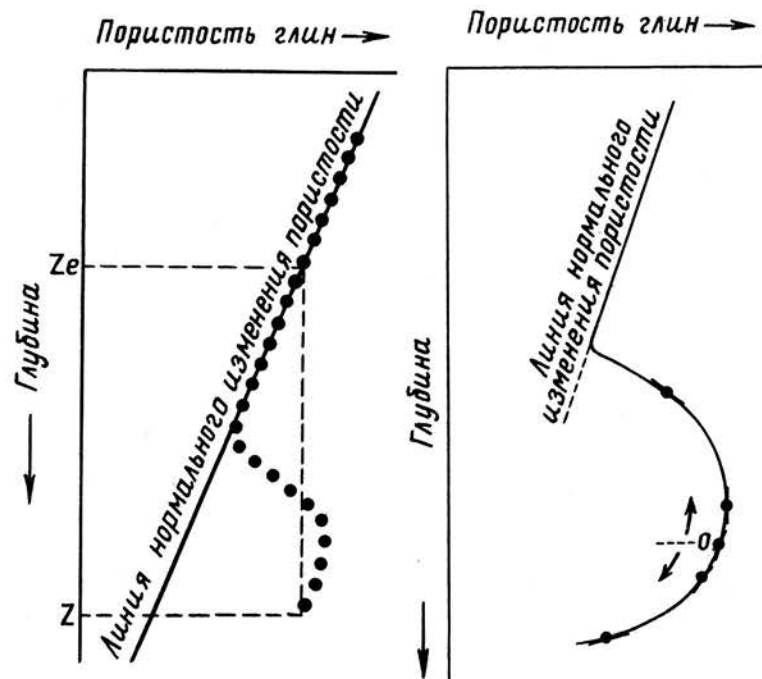


Рис. 3

Рис. 4

Рис. 3. Схематическое распределение пористости в неуплотненных глинах

Рис. 4. Схематическое изображение границы (точка o) разнонаправленных потоков отжимающихся флюидов

гара подчеркивает, что изучение зоны фильтрации в подстилающие породы особенно важно, так как эта зона представляет собой одновременно и источник флюида для нижележащего коллектора и покрывку. Необходимость обследования такой зоны встала перед исследователем в связи с особенностями геологических условий, в которых встречены аномально-высокие пластовые давления в Японии и Западной Канаде. В том и другом регионе глинистая толща — основной объект изучения — залегает над продуктивными горизонтами с аномально-высоким пластовым давлением. В Западной Канаде эти горизонты представлены терригенными и карбонатными отложениями нижнего мела, юры и триаса. На востоке области глинистая толща мелового возраста сокращенной мощности залегает

несогласно на породах девонского и миссисипского возраста.

Здесь необходимо отметить, что, исследуя условия фильтрации в третичных отложениях бассейна Мексиканского залива, К. Магара не выделяет границы разнонаправленных потоков флюидов, а принимает, что отложение осадка происходило на некий непроницаемый субстрат и флюид отжимался только вверх. Таким образом, выводы К. Магара относительно направления фильтрации как бы приспособляются к конкретной геологической обстановке.

К. Магара следующим образом определяет сущность образования аномально-высоких пластовых давлений в глинистой толще. Накопление осадка до некоторого времени совершается в условиях равновесного уплотнения, т.е. уменьшение пористости сопровождается оттоком жидкости в объеме сократившегося порового пространства. Принимается, что отток жидкости возможен только вверх и происходит по закону Дарси. По объему отжатого флюида определяется минимальная проницаемость K_1 , при которой возможно равновесное уплотнение осадка, т.е. поддержание гидростатического давления в порах. Значение K_1 зависит от скорости накопления осадка. В условиях бассейна Мексиканского залива последняя определяется исходя из того, что толща около 10 км мощностью отложилась примерно за 60 млн. лет. Когда скорость накопления осадка становится достаточно большой, истинная проницаемость становится меньше K_1 , флюид не успевает вытесниться и развивается высокое давление.

На рис. 5 линия минимальной проницаемости при скорости осадконакопления 10^{-8} см/сек пересекает поле истинной проницаемости в точках, соответствующих пористости примерно 27 и 9%. Этот промежуток пористости охватывает интервал глубин 400–980 м в разрезе Западной Канады. На глубине менее 400 м истинная проницаемость будет выше, чем минимальная K_1 и поровое давление будет равно гидростатическому. Ниже этой глубины истинная проницаемость будет меньше, чем K_1 . За счет неотжатой воды здесь начнет развиваться аномально-высокое пластовое давление. Скорость осадконакопления в бассейне Мексиканского залива в третичное время составляла $5,4 \cdot 10^{-10}$ см/сек, а недоуплотненные глины вскрываются скважинами на глубине ниже 2100 м.

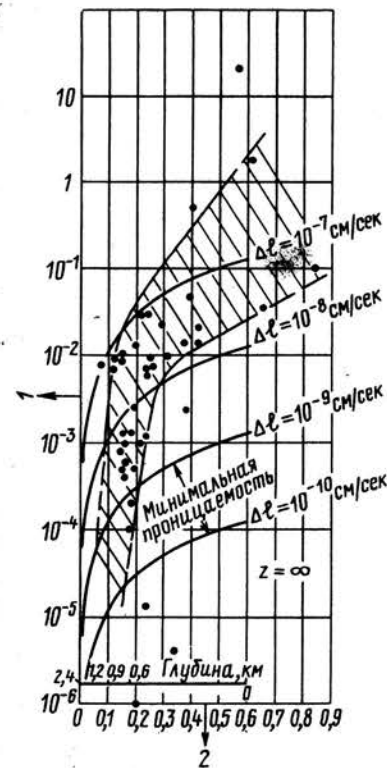


Рис. 5. Зависимость между минимальной проницаемостью и истинной. Приведены данные лабораторных измерений пористости и проницаемости аргиллитов, алевролитов и глин Канады, США и Японии. Мощность осадков в этом случае бесконечна ($Z = \infty$): 1 — проницаемость, мдарси; 2 — пористость, доли единицы

Величина минимальной проницаемости зависит от глубины Z , на которой находится непроницаемое основание. В рассмотренном случае $Z = \infty$.

Зависимость между минимальной проницаемостью и глубиной при различных значениях Z можно увидеть на рис. 6. Он показывает, что K_1 для одинаковых глубин увеличивается с возрастанием Z , другими словами, в более мощном глинистом разрезе имеется больше возможностей для развития аномально-высоких пластовых давлений. Таким образом, если считать сделанные расчеты и графики достаточно универсальными, то для аналогичных бассейнов можно вычислить кровлю зоны аномально-высоких пластовых давлений.

Гипотеза уплотнения нашла применение для всех тех случаев, когда в разрезе присутствует глинистая толща, часто безотносительно к полноте стратиграфического разреза в целом и тектоническому строению. Так, R. Byramjee (163), рассматривая условия, в которых проявляются ано-

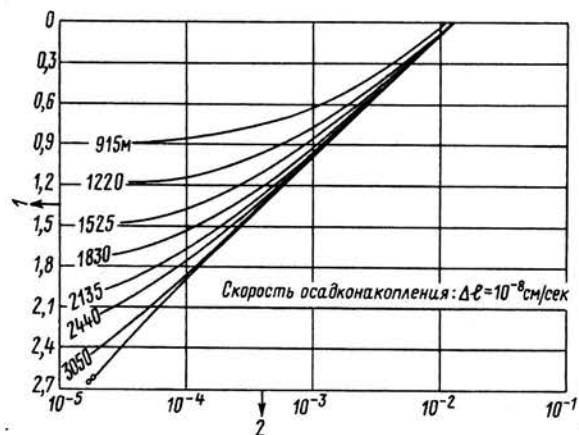


Рис. 6. Соотношение между минимальной проницаемостью и общей мощностью отложений: 1 – глубина, км; 2 – минимальная проницаемость, мдарси

мально-высокие давления в отложениях нижнего триаса и кембрия Северной Сахары, подчеркивает, что в разрезе здесь присутствуют толщи глин и эвалоритов (рис. 7). Наличие в разрезе триаса соленосных отложений, перекрывающих глинистые комплексы также триасового возраста, задерживало (затрудняло) отжимание воды из глинистого осадка и создавало условия для существования недоуплотненных глин и аномально-высокого порового давления. Давление из глин, хотя и со значительной потерей, передается в нижележащие песчаные отложения триаса и кембрия. Здесь необходимо уточнить, что между кембрием и триасом существует перерыв в осадконакоплении и отложения триаса залегают на размытой поверхности кембрия. Кроме того, в нижнем триасе ниже зоны неплотных глин – предполагаемого источника аномально-высоких пластовых давлений – залегают андезитовые тела.

Таким образом, глины, генерирующие аномально-высокие пластовые давления, отделяются от пласта-коллектора с аномально-высоким пластовым давлением толщей глин нормальной плотности, андезитовыми натеками (местами) и стратиграфическим перерывом.

Г.А. Бабалян (11) также считает причиной аномально-высоких начальных давлений воздействие веса вышележащих пород, производимое на жидкость, находящуюся в эк-

ранированном, но еще полностью не уплотненном пласте.

Он отмечает, что это возможно при следующих условиях:

1) когда залежь экранирована нарушениями, глинистыми пластами и т.д., в результате чего миграция жидкости прекращается и нагрузка от последующих наслоений, образовавшихся после экранирования залежи, полностью передается на жидкость;

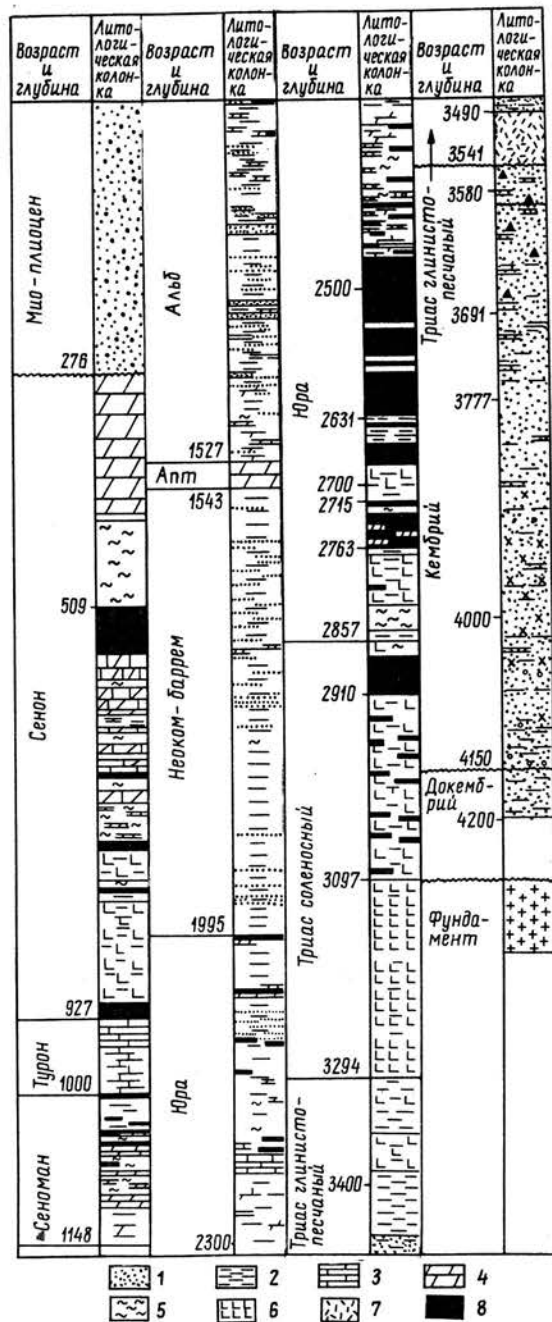
2) когда с экранированием залежи миграция жидкости уменьшилась настолько, что давление от нагрузки последующих наслоений опережает спад давления от миграции жидкости из залежи;

3) если залежь не экранирована, а коллектор малопроницаем и миграция из него мала, то жидкость будет воспринимать часть нагрузки, как в п. 2.

Б.А. Тхостов (131) выделяет четыре возможных источника пластовой энергии, среди которых указывает на горное давление (т.е. суммарную нагрузку на пласт геостатического и геотектонического давлений). Под влиянием горного давления седиментационные воды в майкопских отложениях выдавливались в зоны меньших давлений. Непрерывно возраставшее в течение всего времени накопления майкопских осадков горное давление, всегда превышавшее возможные гидростатические напоры, создало такие условия распределения давлений в недрах, при которых наиболее погруженные или при одинаковой глубине плохо проницаемые участки имели наибольшее значение абсолютных отметок напора. Вместе с тем Б.А. Тхостов подчеркивает, что "на образование и величину пластового давления в майкопских отложениях влияют тектонические напряжения в местах концентрации их, в частности в пределах месторождений Сунженского и Терского хребтов" (132).

Возникновение аномально-высоких пластовых давлений при уплотнении осадка рассмотрено в работах Г.Ю. Валуко-ниса и А.Е. Ходькова (21, 136, 137). Они полагают, что мощная глинистая толща разделяется на две зоны по соотношению гидравлического градиента отжатия и начального градиента фильтрации. В верхней зоне, где происходит уплотнение, первый градиент больше второго; в нижней зоне уплотнения не происходит. Здесь между градиентами существует обратная зависимость.

К гипотезе уплотнения примыкает точка зрения Р.М. Новосилецкого (100, 101, 102), высказанная им по по-



воду образования anomalно-высоких пластовых давлений в залежах углеводородов в Предкарпатье. Он считает, что anomalно-высокие пластовые давления создаются здесь за счет пластичных глин вортышенской и частично поляницкой серий. Непрерывный процесс миграции флюидов снизу вверх во внутренней зоне поддерживается в процессе уплотнения отложений под действием геостатического и тектонического давлений, что приводит к сокращению пор и вытеснению флюидов.

Представление о механизме образования anomalно-высоких пластовых давлений высказано здесь в самой общей форме, без конкретных указаний на элементы разреза, которые принимают участие в данном процессе и без количественной оценки процесса.

В работах В.В. Колодия (63,64) развивается идея о существовании в пределах Западно-Туркменской впадины современной седиментационной водонапорной системы. В доказательство приведены расчеты количества отжатой из глин воды по формуле, учитывающей разность между объемом глин на предыдущем и последующем этапах уплотнения, разность между их пористостью на этих же этапах и расход на разгрузку. При сопоставлении полученных величин выясняется что количество седиментационной воды значительно превышает ее расход на разгрузку. Разгрузка идет с запада на восток, т.е. из центра впадины к ее бортам.

"Течением процессов отжимания из глин седиментационных вод во многом объясняются господствующие в красной толще, особенно в ее низах, пластовые давления, превышающие условные гидростатические на 50-70%".

Рассматриваемая работа не представляет собой специального исследования по проблеме происхождения anomalно-высоких пластовых давлений. В ней показан лишь возможный источник таких давлений без описания путей его реализации. Оценка принципиальной возможности образования таким путем anomalно-высоких пластовых давлений в этом же регионе содержится в работе П.Е. Шувалова (141). Методом сравнения интенсивности отжимания

Рис. 7. Литолого-стратиграфический разрез месторождения Хасси-Мессауд: 1 - песчаник; 2 - глина; 3 - известняк; 4 - доломит; 5 - мергель; 6 - соль; 7 - андезит; 8 - ангидрит

жидкости и ее разгрузки автор рассчитал, что получаемая в результате величина перепада давления между центром впадины и периферией не обеспечивает образование таких высоких пластовых давлений, которые наблюдаются в данном регионе.

Влиянием геостатической нагрузки объясняет П.К. Ляхович (82) образование аномально-высокого давления в пластах Анастасиевско-Троицкого месторождения нефти и газа. Считая, что основным элементом в строении месторождения является диапировое тело, автор предполагает, что под влиянием геостатического давления седиментационные воды движутся вверх по контакту ядра диапира с вмещающими породами. Источником седиментационных вод считаются отложения сермата и майкопа, а ловушки расположены в отложениях мэтотиса и понта.

Согласно представлениям Г.А. Полякова (108), залежи с аномально-высоким пластовым давлением возможны лишь в непосредственной близости от высокопластичных горных пород (каменная соль, глины). "Значение пластичных пород, кроме того, что они являются крышкой, заключается в передаче геостатического давления вышележащих толщ на матрицу горной породы продуктивного пласта, что и приводит к возрастанию пластового давления в залежи". По мнению автора, именно благодаря наличию каменной соли в разрезе в залежах юго-западного Узбекистана существуют аномально-высокие пластовые давления. Изложенная в такой общей форме точка зрения по поводу образования аномально-высоких пластовых давлений не дает ответа на основной вопрос: если геостатическое давление передается на матрицу пород, то каким образом под аномально-высоким давлением оказывается флюид?

Из-за кажущейся простоты схема уплотнения получила широкую известность среди геологов, сталкивающихся с проблемой аномально-высоких пластовых давлений. Не вникая в сущность происходящих по этой схеме процессов, многие исследователи пытаются объяснить механизмом уплотнения глин образование аномально-высоких пластовых давлений даже в тех случаях, когда глинистая толща отсутствует в разрезе. Такие условия существуют в Гетской впадине, которая является западной частью Предкарпатского прогиба. Нефтяные залежи, имеющие высокое давление, связаны здесь с отложениями третичного возраста,

составляющими верхний структурный этаж. Различные горизонты палеогена и неогена залегают на размытой поверхности меловых и более древних (?) пород. Весь разрез интенсивно разбит дизъюнктивными нарушениями. В целом ряде месторождений здесь залежи имеют высокое пластовое давление. В работе V.C. Illing (215) со ссылкой на работу K.Krejci-Graf (227) сообщается, что на месторождении Болдешть давление в песчаниках на глубине 1541 м составляет 185 атм, тогда как в более глубоком горизонте, на глубине 1681 м, оно равно всего лишь 89 атм.

Величины давлений в приводимой ниже табл. 3, взятой из работы M. Constantinescu (171), выражены через удельный вес глинистого раствора. Анализ причин этого явления содержится в работе этого же автора (171). Он склонен объяснить это с позиции известной схемы уплотнения осадка, однако геологический разрез здесь довольно сложен (рис. 8) для того, чтобы подвести механизм образования аномально-высоких пластовых давлений под эту схему. Здесь продуктивны третичные отложения, которые образуют антиклинальные складки, сильно разбитые разломами и осложненные надвигами (28, 104). Наиболее древними отложениями, в которых вскрыты залежи с аномально-высоким пластовым давлением, являются конгломераты эоцена. Эти конгломераты (мощность 400 м) залегают на размытой поверхности сеноманских песчаников и перекрываются толщей олигоценового возраста, представленной чередованием дизофеловых сланцев, аргиллитов и известняков. Известняки преобладают в средней части разреза, песчаники — в верхней. Мощность всей толщи 3000 м. В этих отложениях содержатся нефтяные залежи с аномально-высоким пластовым давлением на месторождениях Говора, Офэсэу, Фолешть, Бустукинъ. Отношение пластового давления к условному гидростатическому в среднем равно здесь 2,17. Перекрывается продуктивная толща терригенно-гипсоносными отложениями мощностью 400 м. Далее к востоку олигоценовые отложения содержат залежи нефти с аномально-высокими пластовыми давлениями на месторождении Морени. В более восточном районе Северо-Плоештинском, зона аномально-высоких пластовых давлений стратиграфически поднимается. Аквитанские отложения (миоцен), продуктивные на месторождении Мэрджинень, представлены аргиллитами,

Таблица 3

Данные об аномально-высоких пластовых давлениях на месторождениях Гетской впадины (Румыния)

Скважина и месторождение	Возраст	Глубина	Удельный вес бурового раствора
610 Говора	Олигоцен	3650	2,10
611 Офэсэу	Олигоцен	2400	2,05
1503 Фолешть	Олигоцен	2900	2,10
10 Тиносул	Гельвет	2700	1,55
900 Болдешть	Гельвет	2438	2,10
11 Бэрэйтару	Сармат	3350	1,44
901 Циклень	Эоцен	5260	1,83
902 Бустукань	Олигоцен	4500	1,55
4 Спинень	Тортон	3500	1,54
1001 Морени	Олигоцен	4500	1,60
913 Мэрджинень	Аквитан	6001	2,36
4502 Филительник	Гельвет	3812	2,00
4502 Филительник	Мел	4500	2,06

глинами, гипсами, гипсоносными песчаниками, прослоями конгломератов, известняков, дизодиловых сланцев. Залегают они на глубине 6000 м и при вскрытии продуктивных пластов здесь понадобился буровой раствор удельного веса 2,36.

В этом районе продуктивные отложения аквитанского возраста подстилаются толщей олигоцена и перекрываются 200-м пластом конгломерата бурдигальского возраста.

Вышележащая толща чередования пестроцветных известковистых глин, песчаников, реже мергелей общей мощностью до 400 м (гельветский ярус) продуктивна на месторождениях Болдешть и Тиносул, где для вскрытия пластов с аномально-высоким пластовым давлением применялся раствор удельного веса 1,55 и 2,10. Из краткого обзора геологических условий, в которых встречены залежи с аномально-высокими пластовыми давлениями в Гетской впадине, видно, что здесь отсутствует глинистая толща в разрезе, которая могла бы объяснить образование аномально-высоких пластовых давлений.

Что касается других районов Румынии, то аномально-

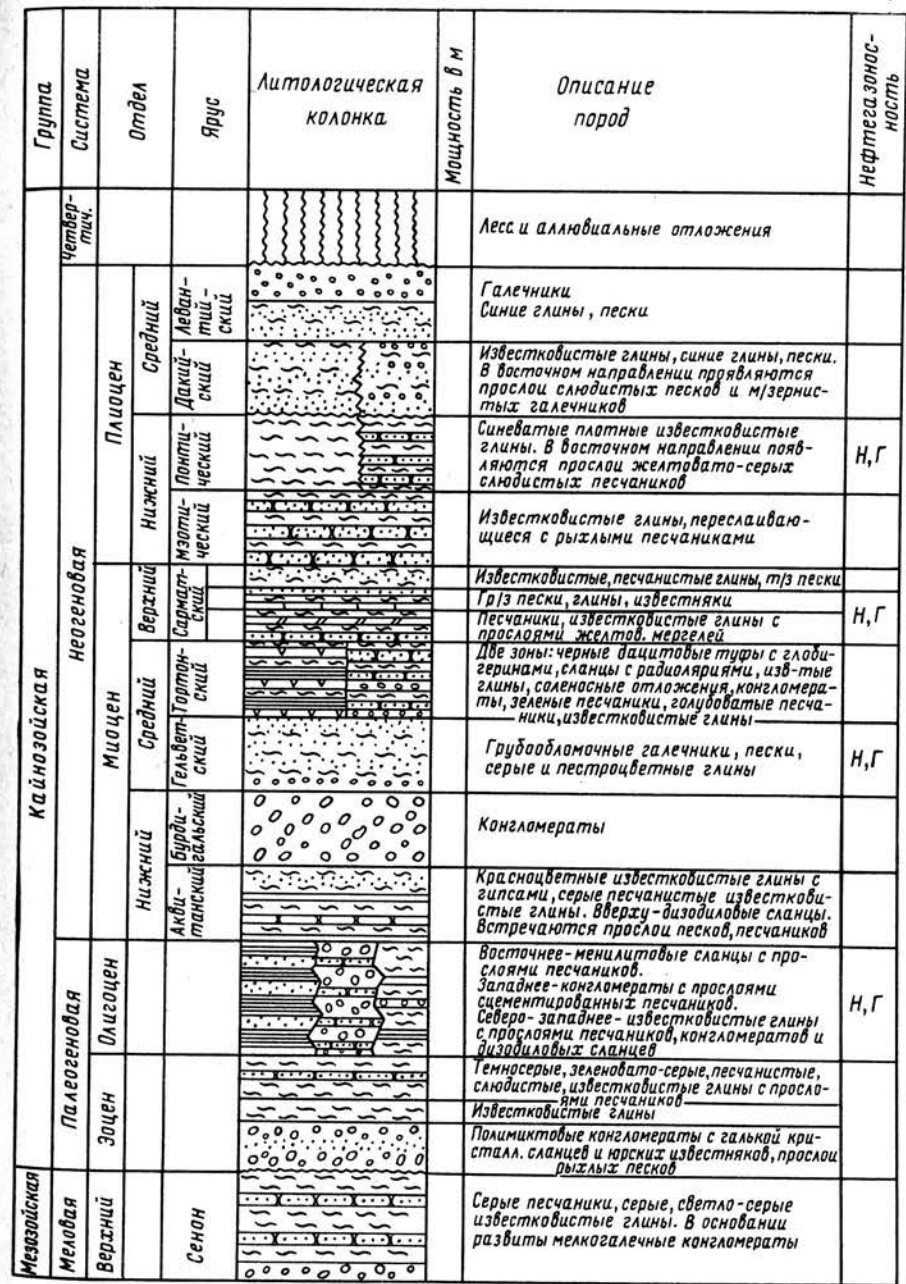


Рис. 8. Схематический литолого-стратиграфический разрез Гетской впадины (составила Л.В. Лаврецова, ИГиРГИ)

высокие пластовые давления встречены в нефтяных залежах автохтонного олигоцена (палеогеновый флиш Молдовы) и газовых залежах Трансильванской впадины (288). Глубина залегания газовых залежей колеблется от 800 до 2300 м, средние градиенты давления увеличиваются с глубиной. Авторы считают, что причиной образования аномально-высоких пластовых давлений является уплотнение глинистых осадков при высокой степени экранирования залежей фашиально неоднородными покрывками.

В пределах Камбейского бассейна (Западная Индия) выделяются 7 залежей с аномальными пластовыми давлениями (15). Все они приурочены к погруженной части Сабарматинского грабена. Наибольшее давление свойственно залежи нефти в нижней нефтегазоносной толще месторождения Навагам, где мощность аргиллитовой покрывки достигает 450–540 м. Пласты-коллекторы представляют собой линзы алевролитов и мелкозернистых песчаников внутри глинистых толщ. В эти условия, как полагает Н.И. Белый (15), возможной причиной аномальных пластовых давлений в залежах месторождений Долка и Калол может быть геостатическое давление. Однако с этих позиций неясно, почему в западном (поднятом) блоке месторождения Калол залежь XII горизонта имеет гидро-статическое давление, тогда как в восточном (опущенном) блоке в залежи этого же горизонта давление на 50–55% выше гидростатического. Автор склонен объяснить это расхождение возможной разной степенью изолированности залежей.

Рассматриваемая работа не содержит подробного анализа природы пластовых давлений. Она посвящена геологическому строению бассейна в целом. Видимо, поэтому автор не останавливается подробно на проблеме аномально-высоких пластовых давлений, обнаруженных в залежах бассейна.

В последние годы в отечественной литературе гипотеза уплотнения разрабатывается на материалах Азербайджана А.Г. Дурмишьяном с соавторами (39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47).

В осадочном чехле региона аномально-высокие пластовые давления охватывают широкий стратиграфический диапазон; мезозойские отложения в области развития мезозойской складчатости и мощных толщ неуплотненных глин, палеоген-миоценовый глинистый комплекс и продуктивную толщу.

Авторы этих работ направили свои исследования на выявление связи между следующими параметрами: содержанием глин в комплексе пород, мощностью, пористостью глин и величиной пластового давления. Оценка пористости по разрезу дана в сравнении с кривыми уплотнения глин Н.Б. Вассоевича (22) и Д.В. Уэллер (134). Эти кривые приняты в качестве абсолютных критериев уплотнения. Из сопоставления фактических данных с ними получается, что по мере увеличения глубины пористость глин уменьшается в более медленном темпе. При этом устанавливается наибольшее отклонение от принятых критериев, т.е. наиболее замедленное уплотнение пород в зонах с интенсивным проявлением аномально-высоких пластовых давлений и соответственно с более высокой мощностью толщи (юго-западный Апшерон, Булла-море, рис. 9, 10). Выявленные зависимости приводят авторов к заключению о генетической связи между повышенной пористостью глин, большой их мощностью и аномально-высокими пластовыми давлениями. Исходя из этих зависимостей строится схема образования аномально-высоких пластовых давлений, известная по работам зарубежных геологов. В основе ее лежит представление о гравитационном уплотнении глин, протекающем в условиях значительного отставания оттока из них поровой воды. Это приводит к сжатию флюидов под возрастающей геостатической нагрузкой. Присутствующие в разрезе пласты-коллекторы служат областью разгрузки флюидов из уплотняющихся глин, чем объясняется проявление направленных в сторону этих пластов градиентов давления. Аномально-высокое поровое давление в глинах свидетельствует о незавершенности процессов их уплотнения. Рассасывание аномально-высоких пластовых давлений продлится, по мнению авторов, еще долгое геологическое время (46). Региональный характер аномально-высоких пластовых давлений в низах продуктивной толщи по всей Южно-Каспийской впадине дает вышеупомянутым исследователям основание судить о значительной роли залегающего ниже миоцен-палеогенового глинистого комплекса в формировании аномально-высоких пластовых давлений. Они высказывают мысль, что в миоцен-палеогеновой толще образование аномально-высоких пластовых давлений, близких к геостатическим, происходит по схеме уплотнения осадка. Именно отсюда, из зон больших давлений, осуществляется внедрение огромных масс сжатых флюидов.

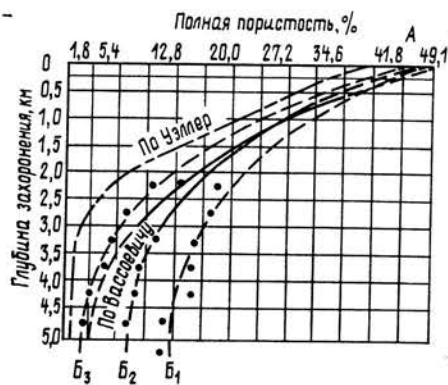


Рис. 9. Кривые изменения пористости глин ПТ с глубиной. Среднее значение пористости глин: АБ₁ - для зон с кульминационными проявлениями АВПД (Бакинский архипелаг); АБ₂ - для зон с интенсивными проявлениями АВПД (юго-западный Апшерон); АБ₃ - для зон с нормальными пластовыми давлениями (Центральный Апшерон)

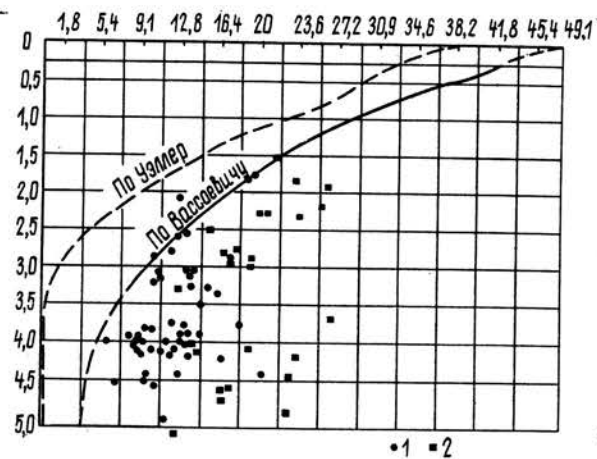


Рис. 10. Изменение пористости глин ПТ Бакинского архипелага с глубиной: 1 - для глинистых толщ мощностью до 500 м; 2 - для глинистых толщ мощностью 500-1500 м (остров Булла-море)

идов в продуктивную толщу. Таким образом, аномально-высокие пластовые давления в продуктивной толще формируются как в результате уплотнения глин самой продуктивной толщи, так и за счет внедрения в ее пределы водонапорных флюидов, отжатых из уплотняющихся толщ мио-

цен-палеогена и мезозоя, т.е. в данном процессе участвуют все глинистые отложения вскрытого разреза.

Описанный механизм образования аномально-высоких пластовых давлений, как считают авторы, присущ всем относительно молодым глинистым толщам Земли.

В одной из работ (47) делается вывод о влиянии на гравитационное уплотнение глин близости пласта-коллектора. Представляется, что такая близость способствует быстрейшему оттоку воды из уплотняющегося глинистого слоя. Заключение о возможности такого процесса в продуктивной толще Бакинского архипелага обосновывается результатами анализа пористости 180 образцов.

Рассматривая изложенную точку зрения в целом, можно высказать ряд возражений. Прежде всего, представляется нелогичным основной вывод о генерации аномально-высоких пластовых давлений в масштабе всего разреза. В самом деле, как подчеркивают сами же авторы и требует излагаемая схема, аномально-высокое пластовое давление развивается в условиях затрудненного оттока жидкости, а между тем они пишут, что "имело (и продолжает иметь) место внедрение огромных масс сжатых флюидов в ПТ" из миоцен-палеогенового комплекса.

Сама идея настолько расплывчата, что ставит и другие вопросы, в частности вопрос о распределении градиентов давления по глубине - основное условие, определяющее направление движения флюида.

Что касается конкретных фактических материалов, приводимых в работах (45, 46, 47), то и они требуют либо уточнения дополнительными данными, либо пояснения. Так, вызывает возражение абсолютизация кривых уплотнения Н.Б. Вассоевича и Д.В. Уэллера. Известно из литературы по уплотнению глинистых пород, что таких кривых существует очень много. Описана методика их построения. Поэтому не следует удивляться тому, что эти кривые для различных регионов не похожи друг на друга. Лучшее всего об этом говорит сам Н.Б. Вассоевич: "в каждом конкретном районе неизбежны те или иные отклонения. .. обусловленные различной степенью солености вод данного бассейна седиментации, различным минералогическим составом глинистых пород, большим или меньшим количеством примесей к ним песчано-алевритового, карбонатного и кремнистого материала, разными темпами опускания и т.д." Построенные авторами

кривые и сделанные ими выводы как раз и подтверждают эту мысль.

Факт относительно большей степени уплотненности глинистых слоев на контактах с коллекторами необязательно свидетельствует о том, что здесь проявилось только гравитационное уплотнение. Этот вывод могла бы подтвердить или опровергнуть петрографическая характеристика глин. Во всяком случае снижение пористости глин близ песчаных пластов может быть вызвано и другими причинами, как это, например, установлено в майкопских отложениях Западного Предкавказья (65).

На южном борту Западно-Кубанского прогиба в разрезе скважины № 11 Саратовско-Имеретинской (глубина около 3000 м) и скважин № 3 и № 6 Федоровских (интервал 3500-4000 м) в непосредственном контакте с песчаниками лежат уже только аргиллиты с пористостью, близкой к нулевой. Отмечается нечетко выраженное ориентированное расположение глинистых частиц, а также наблюдается и раскристаллизация - укрупнение пластинок гидрослюды за счет их срастания между собой. Прочность этих пород высокая при почти нулевой пористости, что обусловлено пропитыванием их кремнеземом в процессе эпигенеза, а не механическим уплотнением.

В одной из работ, посвященной уплотнению глин мезозойско-кайнозойского возраста (139), в частности, отмечается, что "глины, слагающие мощные однообразные толщи, хорошо отсортированы, а глины, залегающие среди пластов песчаников и алевролитов, почти всегда содержат некоторую долю псаммитовой фракции", что, естественно, сказывается на характере уплотнения тех и других.

В зарубежной литературе также сообщается о наблюдениях над изменением химического состава пород покровышки. В частности, геофизическими исследованиями и данными бурения в условиях аномально-высоких пластовых давлений установлено существование запечатывающего барьера ("химической шапки") над зоной аномально-высоких пластовых давлений (рис. 11). L.R. Loudon (231, 232) считает, что образование таких барьеров связано с процессами превращения органического вещества. Если в продуктах распада содержатся органические кислоты, то их нейтрализация в восстановительных условиях приводит к выпадению кремнезема. Когда среди продуктов распада много имеется углекислоты и кислорода, а также присутствуют ионы кальция и магния, глины покровышки цементируются

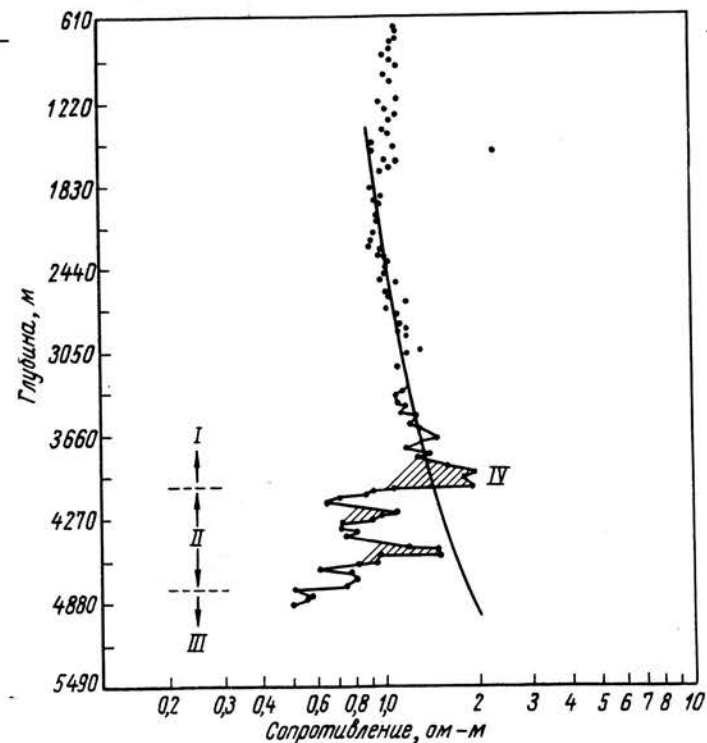


Рис.11. Кривая сопротивления одной из скважин бассейна Мексиканского залива: I - зона гидростатического давления; II - переходная зона; III - зона высокого давления; IV - очень плотные известковистые породы (химическая шапка)

карбонатным материалом. Это чаще всего и наблюдается на практике. Таким образом, если на механизм химических реакций внутри глинистого осадка и существуют различные представления, то сам результат химических реакций не подвергается сомнению. Следовательно, нет оснований говорить о чисто механическом уплотнении всего глинистого разреза, в том числе и участков на контакте с песчаниками.

Кроме того, существует целый ряд исследований, посвященных изучению свойств воды в глинах (16, 17, 115). Согласно результатам этих исследований, вода в глинистых системах обладает аномальными свойствами, которые проявляются в необычайно высокой растворяющей способ-

1381
1981

ности. В частности, по данным В.И. Спицына, М.П. Глазунова, В.М. Муляр и др. (122), содержание кремния в аномальной воде достигает 370%. Эти явления связаны с полимерностью молекул воды в тонкодисперсной системе. На границе с песчаниками благодаря эффекту снятия поля поверхностных сил кремнезем выпадает из раствора, о чем свидетельствуют, в частности, и описанные выше примеры по Западному Предкавказью.

Можно также сослаться на исследования Г.И. Теодоровича (126, 127, 128), основанные на результатах петрографо-минералогического, геофизического и промыслово-геологического изучения глинистых пород. Он указывает, что отложения продуктивной толщи находятся на третьей стадии уплотнения, когда "пористость определяется взаимодействием гравитационного уплотнения (уже замедленного) и процессов раннего катагенеза, обусловленных в основном перераспределением вещества в форме коллоидных и истинных растворов" (128).

Таким образом, при подробном рассмотрении идея, высказанная А.Г. Дурмишьяном и соавторами не подкрепляется достаточным количеством таких фактических данных, которые не могли бы быть истолкованы по-другому. Вообще единственный параметр, на котором строятся выводы относительно природы аномально-высоких пластовых давлений, — это пористость, причем всего используется менее 200 анализов, что явно недостаточно.

Таким образом, в законченном варианте гипотеза уплотнения имеет следующий вид. Глинистый осадок в начальной стадии своего образования имеет высокую пористость и водонасыщенность, которая достигает 50%. На глубине 600–800 м содержание воды уменьшается до 20–30% (95, 161, 162, 218, 269, 286). По мере нарастания мощности осадка пористость и водонасыщенность уменьшаются до тех пор, пока проницаемость вышележащей толщи остается достаточно высокой, чтобы обеспечить отток отжимающейся воды из осадка, который подвергается уплотнению. Это стадия равновесного уплотнения. В дальнейшем увеличение мощности приводит к сокращению путей для отжимающейся жидкости, флюид остается в порах, принимая на себя часть геостатической нагрузки и замедляя процесс уплотнения осадка. Развивается высокое поровое давление.

Для большей наглядности многие исследователи, развивающие гипотезу уплотнения, описывают механическую мо-

дель уплотнения глинистого осадка и образование аномально-высокого пластового давления в результате этого процесса. Одна из первых моделей рассмотрена в работе К. Terzaghi и R. B. Reck (291). Она представляет собой цилиндр, в котором движется поршень. Если возможности для вытекания жидкости из цилиндра затруднены, то при движении поршня создается высокое давление. Аналогичная модель приведена в работе А.Г. Бабаляна (11). В этих схемах скелет породы моделируется пружиной внутри цилиндра. Приложенная к поршню нагрузка передается на жидкость вследствие ее несжимаемости. Пружина (скелет) не испытывает при этом никакой нагрузки. Давление на скелет грунта будет передаваться только при истечении жидкости из пор грунта. Такого рода модели описаны также в работах P. A. Dickey (175), B. A. Eaton (182) и др. Одна из таких моделей показана на рис. 12. Она представляет собой несколько видоизмененную схему (222), предложенную К. Terzaghi. Как и в модели К. Terzaghi, глинистый слой представлен серией пружин и перфорированных дисков. Последние изображают низкопроницаемые глины с ограниченными путями фильтрации флюида. Быстро прилагаемая нагрузка отражает скорость процесса осадкообразования. Вода, занимающая пространство между пружинами, моделирует поровую жидкость. При быстром приложении нагрузки к системе вода будет в течение некоторого времени выдерживать ее, затем начнет вытекать через отверстия в дисках вверх или вниз в зависимости от соотношения давлений внутри системы и вне ее. Уменьшение проницаемости по направлению к кровле и подошве изобразится либо увеличением количества дисков на единицу длины поршня, либо уменьшением числа отверстий на дисках. Под действием прилагаемой нагрузки и уменьшением проницаемости внутри флюида развивается высокое давление преимущественно в средней части системы.

Рис. 12 отражает также изменение давления как функцию времени. С левой стороны рисунка показано распределение пористости и проницаемости.

Несмотря на привлекательность и простоту излагаемой точки зрения, объясняющей образование аномально-высоких пластовых давлений, при детальном знакомстве с нею возникает ряд вопросов, связанных с основными ее положениями.

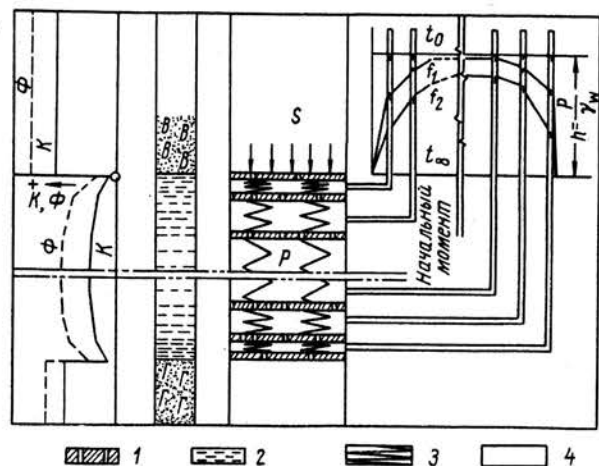


Рис. 12. Схематическое изображение уплотнения глин и образования anomalно-высокого давления: 1 - перфорированные диски; 2 - глины; 3 - пружины; 4 - песок; K - проницаемость; ϕ - пористость; t - время; P - поровое давление; γ_w - удельный вес воды; h - высота, до которой поднимается жидкость в трубах; B - вода; Γ - газ; S - нагрузка

1. Сторонники гипотезы уплотнения, несмотря на изложение процесса образования осадка во времени, принимают разрез таким, как он есть в настоящий момент, т.е., как пишет А.Е. Гуревич (33), "появляется тенденция к описанию водонасыщенного грунта как единого целого и именно в этой целой толще рассматриваются условия фильтрации". Это особенно хорошо видно в работе Т.Ю. Валукоиса и А.Е. Ходькова (21), когда они делят глинистую толщу на две части в зависимости от соотношения между гидравлическим градиентом отжатия и начальным градиентом фильтрации.

2. Сущность гипотезы уплотнения состоит в том, что anomalно-высокие пластовые давления развиваются в условиях резко пониженной проницаемости среды. Отсутствие путей фильтрации обеспечивает сохранность anomalно-высоких пластовых давлений в недрах в течение всего периода существования самой генерирующей толщи. Логично считать, что возникшие таким образом anomalно-высокие пластовые давления существуют, пока и поскольку

они достаточно надежно изолированы от пластов с более низким давлением. Тем не менее anomalно-высокие пластовые давления описаны в флишевых толщах Молдовы и Трансильванской впадины (288), Гетской впадины (171) и других районах, где такой изоляции не наблюдается. Баженовская свита Салымского месторождения, содержащая залежь с anomalно-высоким пластовым давлением, представлена по одним данным (32) трещиноватыми и расщелоченными аргиллитами, по другим (93) - трещиноватыми глинами. Также трещиноватыми аргиллитами слагается покрывка над залежами с anomalно-высокими пластовыми давлениями в пределах равнины Нагаока (237). В.В. Бахтин (12) отмечает существование микротрещиноватости в майкопских глинах на месторождениях ЧИАССР и Азербайджана. По его данным, трещиноватость увеличивается с глубиной. Какими силами удерживается anomalно-высокое пластовое давление в этих условиях, если оно создано по схеме уплотнения глины, неясно. Это также одно из уязвимых мест рассматриваемой гипотезы.

3. Сомнение вызывает также правомочность применения закона Дарси. Ведь для того, чтобы проявилось действие закона Дарси, должны соблюдаться два условия:

а) поровая вода в глинах должна обладать свойствами ньютоновских жидкостей, т.е. вязкость ее должна оставаться постоянной в процессе приложения гидравлического градиента;

б) глинистые частицы должны быть ориентированы определенным образом, так, чтобы движущие силы не изменили геометрию порового пространства.

Специальные исследования, выполненные американскими и французскими учеными (216, 217, 234, 250, 276), показывают, что вода в глинистых системах находится в квазикристаллическом состоянии, с чем связана ее высокая вязкость. В этом смысле интерес представляет работа Н.А. Еременко и А.Г. Милешинной (49). Ими был проведен эксперимент по изучению фильтрации нефти через глинистые породы гидрослюдистого и монтмориллонитового состава. Результаты показали, что нефть перемещается через глины в виде пленок, не подчиняясь закону Дарси.

Что касается второго требования, то выполнение его также не обеспечивается. Обратившись к конкретным геологическим данным, мы видим, что в районах "классического" проявления anomalно-высоких пластовых давлений,

послуживших базой для разработки гипотезы уплотнения, скважины вскрывают высокопористые глины. Содержание воды в глинах из зон аномально-высоких пластовых давлений доходит до 30% (215).

Пластичность и низкая плотность глин отмечаются в ряде работ как факторы, осложняющие бурение (71, 129). А.Г. Дурмишьян и Н.Ю. Халилов (45) пишут: "Глинистые образования, обладающие аномально-высоким поровым давлением, характеризуются высокой пластичностью. Нами проведены наблюдения на ряде разведочных площадей Советского Союза над различными проявлениями пластичных глин в процессе бурения и освоения скважин. Установлено, что основные причины сужения стволов, прихватов бурильного инструмента, аварий и осложнений скважин связаны с высокой пластичностью глинистых пород".

Ясно, что такое состояние структуры глин не может обеспечить сохранность геометрии порового пространства при движении через него флюида.

4. Одним из основных положений рассматриваемой гипотезы является требование устойчивого и длительного прогибания дна бассейна, результатом чего является монотонная мощная глинистая толща. Именно в этих условиях предположительно "накапливается" давление. Однако на практике даже в "классических" районах развития глинистых толщ в разрезе существуют песчаные пласты-коллекторы нефти. В частности, чередование глинистых и песчаных пластов широко развито в разрезе продуктивной толщи Бакинского архипелага. Благодаря последним и возникла сама проблема аномально-высоких пластовых давлений. Но образование песчаного тела происходит при изменении тектонических условий по сравнению с обстановкой, в которой формируется глинистая толща. Вообще, об изменении условий седиментации судят, в первую очередь, по изменению литологического состава пород. Но если изменился режим седиментации, то ранее "накопленное" давление должно релаксироваться. У сторонников гипотезы вопрос о роли песчаных пластов (иногда довольно многочисленных) рассматривается только в связи с возможностью разгрузки флюида, выжимающегося из глин. Таким образом, как мы указывали, эти исследователи исходят из уже существующей, заданной последовательности слоев, без рассмотрения условий их образования во времени.

5. В основе гипотезы лежит представление о чисто механическом, гравитационном уплотнении, продолжающемся на протяжении целой эры (например, кайнозойской). Вопрос о возможности диагенетических преобразований, которым подвергается осадок в процессе превращения его в породу, нигде не обсуждается.

6. Нельзя также не высказать и такого возражения. Как само собою разумеющееся, пластовое давление, т.е. давление жидкости, всеми сторонниками описанной схемы связывается с нагрузкой за счет веса вышележащей толщи через уравнение К. Terzaghi, M.K. Hubbert, W.W. Rubey: $S = p + \sigma$, где S - геостатическая нагрузка; p - давление флюида; σ - напряжение скелета. Отсюда иногда делается конечный вывод о том, что, когда пластовое давление приближается к геостатическому, нагрузка на скелет падает до 0. Порода плавает на жидкости. Речь идет, естественно, о скелете глин. Остается при этом неясным, что понимать под скелетом глин, если они имеют коллоидную природу. Само понятие "геостатическое давление", как пишет А.Е. Гуревич (33), неопределенно: неясно, нужно ли рассматривать давление "на некоторую воображаемую единую плоскость или учитывать характер передачи давления только в местах соприкосновения зерен". Кроме того, нет определенности в вопросе взвешивающей роли воды, насыщающей породу. В зависимости от того, действует или нет этот фактор, $P_{\text{геост.}} = (1-n)(\delta - \gamma_B) \cdot h$ или $P_{\text{геост.}} = [(1-n)\delta + n\gamma_B] \cdot h$, где n - пористость; δ - удельный вес скелета породы; γ_B - объемный вес воды; h - глубина залегания. Для глубины 1000 м разница будет составлять 100-110 кг/см².

В статье П.Г. Романова, В.Л. Галина, Т.С. Подгорной (110) приведены расчеты горного давления, которое возникает под действием геостатической нагрузки перпендикулярно к ее направлению. По их данным, на глубинах свыше 1,5 км боковое давление будет составлять 0,78 от геостатического.

В недавно вышедшей книге В.Ф. Линецкого (80) приведены данные А.Е. Scheidegger (283), согласно которым в недрах нефтеносных площадей Алабамы, Оклахомы (США) и Венесуэлы на глубине 1,5-2,0 км горизонтальные напряжения превышают почти в 2 раза вертикальные напряжения от веса покрывающих пород. Превышение горизонтальных напряжений - известное явление у шахтостро-

ителей. Часто в пользу справедливости уравнения K.Terzaghi, M.K. Hubbert, W.W. Rubey приводят факты оседания поверхности при эксплуатации нефти и подземных вод. Однако в обзорной работе, специально посвященной данному вопросу, на основании изучения встречающихся на практике случаев сделаны выводы о том, что проседание поверхности встречается только тогда, когда происходит значительное уменьшение пластового давления, продукция извлекается из большого вертикального интервала, нефть или газ содержится в рыхлых или слабо сцементированных коллекторах, где происходят процессы суффозии, а также в случае, если пласты находятся на небольшой глубине (71, 198).

Основываясь на том, что пластовое давление создается только под действием вертикальной нагрузки, нельзя ожидать, что оно превысит значение этой нагрузки. А между тем некоторые исследователи, сторонники гипотезы уплотнения, сами же приводят данные, когда пластовые давления превышают геостатическое. Об этом, в частности, сообщают J.H.M.A. Thomeer и J.A. Bottema (299), не находя объяснения установленному факту.

Интересную информацию в этом отношении дает изучение давлений в переходной зоне. По данным L.R. Records (271), R.E. Chapman (167), С.Л. Орехова, М.А. Вахитова (105) и др., давление флюида в переходной зоне увеличивается со скоростью большей, чем скорость увеличения геостатической нагрузки. Это означает, что, по крайней мере, в переходной зоне давление флюида не зависит от геостатического давления.

7. Наконец, многообразие геологических условий, в которых проявляются аномально-высокие пластовые давления, также заставляют критически подходить к изложенной гипотезе.

Роль температурного фактора в образовании аномально-высоких пластовых давлений

Температура влияет на многие физико-химические процессы, протекающие в земной коре. Она является важнейшим фактором катагенетического преобразования рассеянного органического вещества, изменяет коллекторские свойства пород и вызывает целый ряд других изменений.

В последнее время было показано, что в условиях относительной гидрогеологической изоляции недр и затрудненного водообмена тепловая энергия может явиться одной из существенных причин развития зон аномально-высоких пластовых давлений (8, 55, 76, 149).

Такая точка зрения была высказана, в частности, О.А. Калятиным и Е.В. Кучеруком в отношении образования аномально-высоких пластовых давлений в пределах Западно-Туркменской впадины (55).

Как известно, Западно-Туркменская впадина является молодым альпийским тектоническим сооружением и в нефтегеологическом отношении входит в состав Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна (18). Основными структурными элементами впадины служат Прибалханская и Кеймир-Чикишлярская зоны поднятий.

Аномально-высокие пластовые давления выявлены здесь в большинстве залежей нефти и газа и связаны преимущественно с продуктивными горизонтами красноцветной толщи среднего плиоцена. Важнейшим свойством залежей этих горизонтов является наличие в них замкнуто-упругого гидродинамического режима. В то же время в надкрасноцветных отложениях аномальных давлений не наблюдается; для них характерен инфильтрационный режим и медленное снижение пластовых давлений в процессе эксплуатации месторождений (142).

Западно-Туркменская впадина на последних этапах своего тектонического развития являлась областью устойчивого длительного прогибания, сопровождавшегося накоплением мощной толщи терригенных отложений (мощность только плиоценовых и постплиоценовых седиментитов достигает здесь 4-6 км).

История геологического развития впадины, ее гидрогеологические и геохимические особенности (27, 35, 91) благоприятствовали влиянию температурного фактора на развитие зон аномально-высоких пластовых давлений, что отражается на характере зависимости аномально-высоких пластовых давлений от температур.

В изученном интервале глубин от 0,5 до 4 км значения температур изменяются в общем от 35 до 110°C, а соответствующие им величины аномально-высоких пластовых давлений - от 60 до 600 атм и более.

Зависимость аномально-высоких пластовых давлений от температур прослеживается в пределах локальных поднятий

и тектонических блоков (Западный Челекен, Дагаджик, Восточный и Центральный участки Котур-Тепе и др.) и в большинстве случаев согласуется с глубиной расположения нефтяных и газовых залежей.

В пределах локальных поднятий, фиксируемых тепловыми аномалиями, в соответствии с температурными особенностями распределяются как абсолютные величины аномально-высоких пластовых давлений, так и их превышения над условными гидростатическими давлениями. Так, например, на Челекене (Прибалханский район) наблюдается крупная тепловая аномалия (35), в то же время выявленные здесь пластовые давления максимально (в 1,7–1,8 раза) превышают условные гидростатические. В Кеймир-Чикишлярском районе максимальным тепловым аномалиям, связанным с поднятиями Кеймир, Окарем, Камышлджа, соответствуют и наибольшие для района (в 1,5–1,7 раза) превышения пластовых давлений.

На Челекене (участки Западный Челекен и Алигул) в интервале глубин от 1,5 до 2,5 км средние значения температур красноцветной толщи (VI–VIII горизонты) изменяются от 79 до 87°C и давление от 261 до 329 атм, а на Центральном участке крупнейшего в Юго-Западной Туркмении нефтяного месторождения Котур-Тепе на тех же глубинах залегания красноцветной толщи, но при более низких температурах, колеблющихся от 42 до 55°C, величины пластовых давлений значительно ниже и составляют 180–244 атм. В интервале глубин 2–3 км на этих же месторождениях температуры колеблются от 87 до 91°C на Челекене и от 50 до 72°C на Котур-Тепе; соответственно начальные пластовые давления от 329 до 364 и от 244 до 285 атм. В условиях Барса-Гельмес на том же гипсометрическом уровне температура изменяется от 69 до 73°C, а значения аномально-высоких пластовых давлений от 302 до 330 атм. Подобная зависимость аномально-высоких пластовых давлений от температур наблюдается также на Кизыл-Куме, Монжуклы и других месторождениях.

Зависимость аномально-высоких пластовых давлений от температур проявляется, кроме того, в процессе эксплуатации залежей. Так, в начале эксплуатации нефтяной залежи на Дагаджикском участке Челекенского месторождения при повторных замерах пластового давления и температуры в скважине 196 (интервал 601–606 м) в течение ря-

да лет наблюдалось сначала увеличение температуры, сопровождавшееся одновременным ростом пластовых давлений, а затем резкое снижение и последующее медленное их уменьшение (130).

В целом для среднеплиоценового нефтегазоносного комплекса отмечается возрастание температур в сторону центральной наиболее погруженной части впадины, в этом же направлении увеличиваются и значения пластовых давлений.

Таким образом, характер температурного состояния недр в условиях замкнутой гидродинамической системы в среднеплиоценовых отложениях Западно-Туркменской впадины считается одной из основных причин развития зон аномально-высоких пластовых давлений. Отсутствие такой зависимости аномально-высоких пластовых давлений от температуры недр или отклонение от нее в сходных геологических условиях может быть обусловлено (55) различной герметичностью ловушек, катагенетическими преобразованиями глинистых минералов и другими факторами.

Также С.Варкер (149) высказана точка зрения, согласно которой именно благодаря высокой температуре в недрах создаются аномально-высокие пластовые давления. Его рассуждения строятся на том факте, что пласты, имеющие аномально-высокие давления, изолированы непроницаемыми породами в достаточной степени. Так как глубина и давление взаимосвязаны, давление и температура пластовых флюидов с нормальным гидростатическим градиентом связаны с геотермическим градиентом, так что для любой данной температуры давление является фиксированным. В изолированном пласте сохраняется постоянная плотность, поскольку фиксированная масса флюида заключена в постоянный объем. Для данного повышения температуры в изолированной системе объем будет увеличиваться больше, чем в открытой системе. Если изолированный пласт погружается на некоторую глубину, то для соответствующего повышения температуры, например на 50°C, увеличение давления в нормальных пластовых условиях составит 421 атм, а в изолированном объеме до 731 атм. Это повышение давления в нормальных условиях при градиенте 2,5°C/100 м соответствовало бы погружению пласта на значительно большую глубину. Таким образом, если изолированный пласт погружается на какую-то глубину, то при повышении температуры в соот-

ветствии с геотермическим градиентом данной области в замкнутой системе прирост давления будет больше, чем в условиях нормального гидростатического градиента. Термин "акватермическое давление" предлагается для описанного механизма образования аномально-высоких пластовых давлений.

В ряде работ температурный фактор недр рассматривается в качестве причины превращения углеводородов, что ведет к образованию аномально-высоких пластовых давлений.

L.R.Louden (231, 232) считает, что распад органического вещества, рассеянного в тонкозернистых породах, при образовании газообразных углеводородов может привести к возникновению аномально-высоких пластовых давлений. Следует отметить, что мысль о влиянии газообразных углеводородов на образование аномально-высоких пластовых давлений была высказана еще V.C. Illing в 1938 г. (215). Он указывал, что углеводородный газ, свободный или растворенный в нефти, благодаря сжимаемости при изменении своего объема изменяет давление. Идея о роли газообразных углеводородов в образовании и сохранении аномально-высоких пластовых давлений была развита H.D.Hedberg в одной из его работ, опубликованной в последнее время (208). По его мнению, широко распространенный в осадочной оболочке Земли метан может влиять на образование аномально-высоких пластовых давлений двояким образом. Во-первых, непрерывное образование метана в изолированной системе само по себе вызывает повышение давления в порах пород. Во-вторых, появление газовой фазы в поровой жидкости снижает фазовую проницаемость в породе. Если уплотнение глинистого осадка затруднено из-за быстрой скорости отложения материала, то метанообразование будет способствовать сохранению недоуплотненного состояния осадка и поддержанию в нем аномально-высокого пластового давления флюида. При нарушении гравитационного равновесия массы неуплотненных глин, насыщенных метаном, внедряются в перекрывающие породы, образуя грязевые вулканы и глиняные диапиры.

P.E.Chaney (166) считает, что аномально-высокие пластовые давления образуются как результат увеличения объема флюидов при повышении температуры в процессе

превращения высокомолекулярных углеводородов в более легкие в условиях достаточно хорошей изоляции пластов.

В отечественной литературе аналогичная точка зрения высказана В.С. Мелик-Пашаевым, В.С. Степановым и Ю.А. Терещенко (88). Они полагают, что в залежи нефти, приуроченной к аргиллитам баженовской пачки, происходит тепловое расширение нефти на Салымском месторождении. Тепловые потоки проникают в продуктивную толщу по системе трещин и разлому. Отрицать возможность такого процесса в недрах, естественно, нельзя. Однако и считать его причиной аномально-высоких пластовых давлений нет оснований, поскольку проследить превращение углеводородов в природных условиях не представляется возможным. Авторы же высказанной точки зрения излагают ее без привлечения хотя бы схематической иллюстрации хода предполагаемой реакции прекращения углеводородных соединений. Кроме того, сам процесс превращения нефтяных углеводородов в недрах в известной степени зависит от величины пластового давления.

К изложенной точке зрения в какой-то мере примыкает предположение, высказанное в работе П.К. Ляховича (83). В ней рассмотрена возможность образования аномально-высоких пластовых давлений в юрской толще Восточно-Кубанского прогиба за счет термоупругого режима. П.К. Ляхович считает, что в наиболее погруженной части бассейна, например на Темиргоевской площади, на глубине 8,5-9 км температура составляет около 300°C. Под влиянием высокой температуры объем вод увеличивается при одновременном уменьшении порового пространства вследствие расширения минералов. В результате повышается энергетический запас пласта. Благодаря вертикальной гидравлической связи избыток пластового давления передается по разрезу в вышележащие пласты. Это предположение как бы предполагает разовое быстрое повышение температуры в уже заданном объеме пласта. Судя по этой схеме, основные явления должны протекать быстро и строго последовательно: быстрое нагревание, расширение флюида и быстрая передача избыточного давления вверх. Только при соблюдении таких условий возможен окончательный эффект.

Некоторые исследователи на основе приуроченности аномально-высоких пластовых давлений к зонам высоких

температур в недрах по-иному интерпретируют взаимозависимость этих параметров. Они связывают существование высоких температур в недрах с развитием в этих местах аномально-высоких пластовых давлений. Так, согласно наблюдениям R.H.Jones (218), C.R. Lewis и S.C. Rose (228) и др. в бассейне Мексиканского залива пространственно совпадают зоны аномально-высокого пластового давления и высокого геотермического градиента. Однако количественного выражения этой связи после изучения 175 случаев в Южной Луизиане найти не удалось (218). Тем не менее отмечается резкое изменение температур на границе с зоной аномально-высоких пластовых давлений: геотермические градиенты особенно высокие в неуплотненных глинах, перекрывающих пласты-коллекторы, и значительно снижаются в водоносных горизонтах. Табл.4 дает представление о температурах и давлениях некоторых водоносных горизонтов Южной Луизианы.

C.R.Lewis и S.C.Rose (228) нашли, что геотермический градиент в техасской части бассейна Мексиканского залива лежит в пределах $2,9-4,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

По данным C.Barker (149), градиент $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ типичен для отложений третичного возраста Луизианы. Пределы изменений этого параметра здесь $1,8-3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, основная часть значений находится в интервале $2,2 - 2,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

C.R.Lewis и S.C.Rose построили схему, объясняющую повышение температуры в зонах аномально-высокого давления. Эти зоны слагаются неуплотненными глинистыми породами с высокой пористостью и поэтому представляют собой температурный барьер (рис. 13), который фокусирует в себе тепловую энергию, поступающую из недр Земли. Зона аномально-высоких пластовых давлений становится перегретой по сравнению с соседними участками разреза. Необходимым условием такого процесса является всесторонняя изолированность пласта. Таким образом, в рассматриваемом случае высокое пластовое давление выступает в качестве причины высокой пластовой температуры.

В.В. Бахтин (12, 13) также указывает на существование связи между аномально-высокими пластовыми давлениями и пластовыми температурами. Как правило, в пределах рассмотренных им нефтяных и газовых месторож-

Аномально-высокие пластовые давления
в водоносных горизонтах Южной Луизианы
и прилегающих морских площадях

Название месторождений	Глубина, м	Температура, $^{\circ}\text{C}$	Давление, $\text{кг}/\text{см}^2$
1	2	3	4
Залив Маршан	413,3-436,2	33	61,8
Саутист-Пасе	816- ?	41	98
Шип-Шол	1649-1657	60	210
Уэст-Камерон	1912-1925	73	212
Уэст-Камерон	2159-2162	78	261
Уэст-Камерон	2285-2287	82	280
Уэст-Камерон	2339-2444	86	307
Вермилион-Бей	2562-2566	98	322
Вермилион-Бей	2656-2693	99	329
Айленд-Юджин	2749-2759	83	332
Саут-Пелто	2755-2764	104	346
Черч-Пойнт	2869-2874	94	441
Саут-Пелто	2887-2908	107	381
Уэст-Камерон	2996-3012	101	424
Уэст-Камерон	3043-3012	101	422
Айова	3052-3064	119	504
Айленд-Джефферсон	3058-3062	90	378
Хай-Айленд	3175-3174	98	548
Инглиш-Байю	3203-3208	112	564
Уэст-Камерон	3228-3242	109	445
Рейсленд	3291-3299	98	477
Лейк-Мад	3294-3296	110	403
Черч-Пойнт	3340-3347	106	540
Лейк-Мад	3460-3474	108	441
Рейн	3456-3536	107	485
Чолкли	3553-3562	103	657
Ират	3640-3643	112	464
Байю-Паншан	3645-3668	106	635
Лейк-Артур	3721-3735	103	710
Торнуэлл	3750-3760	112	830
Бель-Иль	3797-3810	105	470
Гранд-Иль	3628-3832	145	615

1	2	3	4
Вермилион	3871-3891	112	582
Бастиан-Бей	3935-3845	111	623
Байю-Шеврёй	3946-3949	106	778
Лейк-Чайкот	3966-4035	111	810
Уэст-Камерон	4046-4049	185	820
Тибодо	4151-4160	114	732
Торнуэлл	4179-4189	133	863
Уэст-Делта	4181-4197	115	758
Айленд-Кайллу	4195-?	132	500
Руссо	4241-4253	116	748
Шип-Шоал	4314-4324	127	500
Хума	4316-4324	123	759
Лейк-Санд	4362-4374	145	772
Гарден-Сити	4337-4395	126	850
Констанс-Байю	4456-4462	137	516
Лаперузе	4456-4468	129	638
Лаперузе	4483-4493	130	704
Лейк-Вашингтон	4545-4557	130	715
Гарден-Сити	4590-4599	125	999
Дип-Лайк	4621-4624	167	590
Лейк-Пейджи	4651-4665	131	761
Торнуэлл	4642-4691	157	800
Лейк-Артур	4679-4690	165	1017
Лелё	4752-4756	139	954
Дип-Лайк	4758-4819	185	695
Лейк-Санд	4840-4843	147	879
Лакассин	4880-4854	135	1028
Холливуд	5017-5031	138	1022
Лейк-Уикс	5064-5058	130	668
Бель-Иль	5277-5289	157	803
Лейк-Санд	5305-5316	159	958

дений геосинклинального пояса, глинистые покрывки обладают рядом аномальных свойств, в частности увеличенной пористостью и пониженной плотностью (13). В связи с этим теплопроводность пород (как газо-, так и водонасыщенных) в этой зоне уменьшается, пласты становятся теплоизоляторами и здесь наблюдаются повышенные градиенты давления.

Земная поверхность

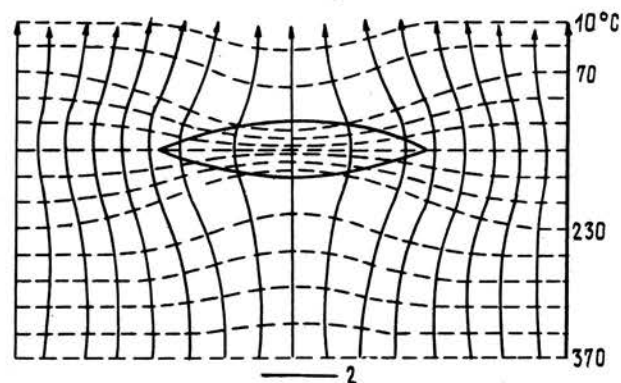


Рис. 13. Тепловой поток через линзу неуплотненных пород с аномально-высоким давлением: 1 - - - - - линии равных температур; 2 - ——— направление теплового потока

Роль катагенетических* преобразований пород в образовании аномально-высоких пластовых давлений

Роль катагенетического преобразования глинистых осадков в образовании аномально-высоких пластовых давлений, в частности в области бассейна Мексиканского залива, рассмотрена в нескольких работах.

Наиболее известна работа М.С. Powers (269). Основная его идея заключается в том, что аномально-высокое пластовое давление создается за счет увеличения объема воды в поровом пространстве. М.С. Powers указывает, что монтмориллонитовые глины адсорбируют значительно больше ориентированных молекул воды, удерживающихся водородными связями, чем иллит и другие неразбухающие глины; их диагенез, т.е. переход в иллит, на техасском побережье Мексиканского залива начинается на глубине около 1800 м и полностью завершается на глубинах 1700-3600 м. В результате этого процесса сокращается объем монтмориллонитовых (ставших иллитовыми) частиц на 50%, соответственно увеличиваются пористость, проницаемость

* Здесь и далее в тексте вместо применяемого американскими исследователями термина "диагенез" используется термин "катагенез" для наименования стадии изменения осадочной породы (после её сформирования в процессе диагенеза в узком смысле). Понятие о катагенезе, предложенное академиком А.Е. Ферсманом, было уточнено Н.Б. Вассовичем.

и водонасыщенность породы. Сравнение кривой выделения воды из монтмориллонита с кривой пластовых давлений, построенной G. Dickinson (178), показывает хорошую сходимость. Наибольшее отклонение от нормального давления наблюдается именно в интервале 2700–3600 м (рис. 14, 15).

На рис. 14 видно, что на некоторой глубине фиксируется резкое увеличение количества свободной воды в пласте (левая часть рисунка). Это увеличение связано с переходом монтмориллонита в иллит (правая часть рисунка) и соответствующей десорбцией последних слоев межслоевой воды. На этой же глубине установлена кровля зоны аномально-высокого пластового давления, что показано на рис. 15.

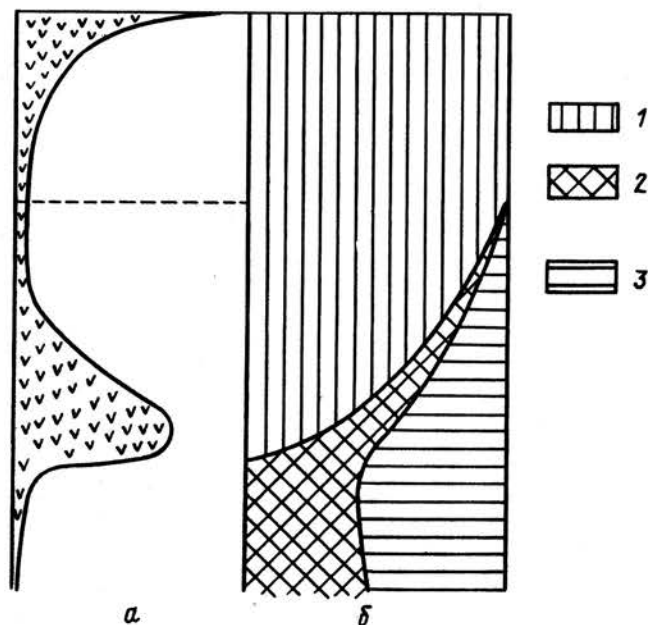


Рис. 14. Процесс уплотнения монтмориллонита: а – кривая выделения воды; б – процесс катагенеза монтмориллонита; 1 – монтмориллонит; 2 – иллит; 3 – смешанослойные минералы

М.С. Powers приводит данные других исследователей, согласно которым изменение в характере уплотнения алевропелитов на глубине 1500–1800 м вызвано в какой-то мере перекристаллизацией вещества. Таким образом, подтверждается и верхняя граница диагенеза монтмориллонита

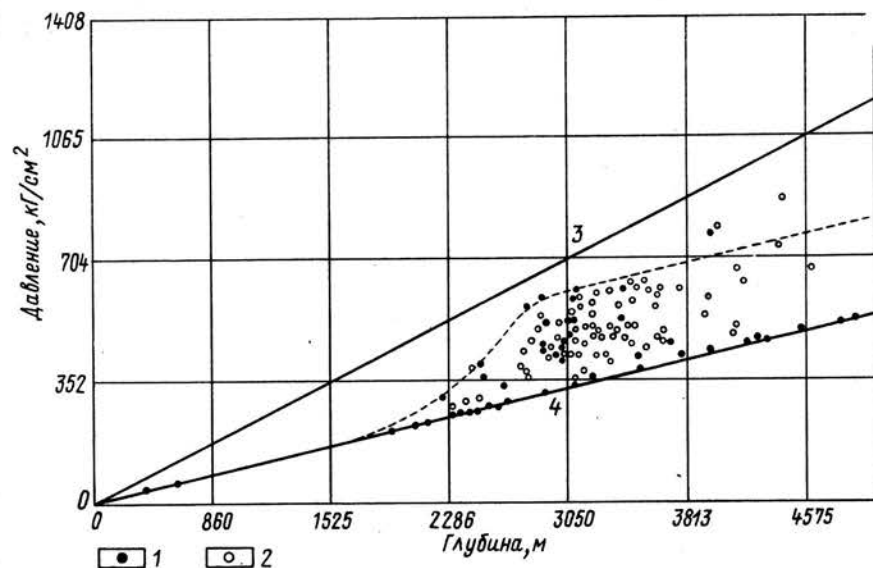


Рис. 15. Изменение пластовых давлений с глубиной в некоторых скважинах бассейна Мексиканского залива: 1 – величина измеренных давлений; 2 – величины рассчитанных давлений; 3 – примерное геостатическое давление; 4 – нормальное гидростатическое давление

та. Наконец, освобождение, или переход в свободное состояние последних мономолекулярных слоев межплоскостной воды, способствует созданию высокого порового давления. Дело в том, что плотность воды этих слоев достигает по крайней мере $1,4 \text{ г/см}^3$. Попадая в свободную фазу, эта вода требует объема на 40% больше, чем в прежнем состоянии.

Автором выполнен рентгеноструктурный анализ образцов керна, поднятого из глубоких скважин, пробуренных на тexasском и луизианском побережье Мексиканского залива. Результаты анализа подтверждают описанное выше распределение глинистых минералов по разрезу.

Экспериментальное изучение поведения монтмориллонита в условиях повышенных температур и давлений, выполненное Н.И. Хитаровым и В.А. Пугиным (135) относительно к проблеме происхождения аномально-высоких пластовых давлений, показало, что межслоевая вода десорбируется при изменении температуры от 200 и давле-

ния от 5000 до температуры 300°C и давления 5000 атм. Опыты проводились в отсутствие поровой воды и калия. Возможно, в присутствии свободной воды понадобится более высокая температура для десорбции межслоевой воды. На основании своего опыта авторы сделали заключение о том, что отделение межслоевой воды у монтмориллонита может происходить в широком диапазоне глубин в зависимости от геотермических условий.

Чтобы проверить утверждение М.С. Powers (269) относительно изменения минерального состава монтмориллонитовых глин на больших глубинах, Т.Т. Клубовой был поставлен опыт (61, 62). Для опыта был использован бентонит из месторождения Огланлы Туркменской ССР. Возможные изменения минерального состава бентонитовой глины при высоких давлениях контролировались иммерсионным, рентгеноструктурным, электронно-микроскопическим и термографическим методами. Сдавливание образцов производилось при давлении 10 000 кгс/см², что соответствует толще осадков мощностью 40 км. В результате опыта было установлено, что минеральный состав породы не изменился. Весовая влажность образца, равная до опыта 12,4%, после опыта уменьшилась до 12,0%. Условия следующего опыта, выполненного также Т.Т. Клубовой (62), были иными. Бентонитовая глина с исходной влажностью 12,4% в эксикаторе насыщалась водой до тех пор, пока ее весовая влажность стала равной 34,2%. После этого образец был обжат при давлении 7000 кгс/см², что соответствует толще осадков мощностью 28 км. Влажность монтмориллонита в этих условиях уменьшилась лишь на 3,6%.

Понятно, что к эксперименту в геологии необходимо подходить с большой осторожностью. Однако результаты описанных опытов, показавших, что при гигантских нагрузках влажность бентонитовых глин практически не изменилась, дают некоторое представление о характере гравитационного уплотнения глин.

J.F. Bursst (162) переинтерпретировал данные М.С. Powers, выделив на кривой дегидратации вместо двух три стадии. Вторая стадия соответствует максимальной десорбции межслоевой воды. J.F. Bursst полагает, что диагенетический переход монтмориллонита зависит в значительной степени от температуры. Диагенез начинается при достижении критической температуры 86–110°C безотносительно к глубине.

E. Perry и J. Hower (266) рассмотрели зависимость между содержанием набухающих минералов в разрезе третичных отложений бассейна Мексиканского залива и геотермическим градиентом. Они нашли, что характер диагенетических преобразований глин региона не зависит от геологического возраста. Температура в этих процессах играет более значительную роль, чем давление, и скорость перехода монтмориллонита в иллит пропорциональна геотермическому градиенту. Эта зависимость прослежена на разрезе скважин.

Влияние широко развитой в Предкавказье мощной глинистой майкопской серии рассматривается некоторыми исследователями на формирование аномально-высоких пластовых давлений в подстилающих отложениях мела. В частности, Бурштар М.С. и Назаров Д.А. (20) связывают степень уплотнения майкопских глин в Центральном и Восточном Предкавказье с величиной пластового давления в хадумском горизонте, залегающем ниже. Согласно их точке зрения, отжимающаяся из майкопских глин вода поступала в хадумский горизонт и определила величины пластовых давлений в нем. Это следует из сопоставления показателя уплотнения майкопских глин, определяющего уменьшение их мощности в процессе уплотнения и диагенеза с величинами пластовых давлений в хадумском горизонте (10 измерений).

На основании изложенной концепции анализируются условия образования аномально-высоких пластовых давлений на месторождениях юга Большой Венгерской равнины (286). Залежи с высоким пластовым давлением вскрыты здесь в неогеновых отложениях месторождений Альдые, Санк и Уллиш. Продуктивные пласты залегают непосредственно на фундаменте, представленном сильно метаморфизованными трещиноватыми породами палеозойского возраста. На месторождении Альдые породы фундамента перекрываются базальными конгломератами, форма залегания которых определяется рельефом фундамента. Они не встречены выше глубины 2400 м и ниже 2900 м (рис. 16). Конгломераты на этом месторождении содержат крупную газовую залежь с нефтяной оторочкой. Градиент давления на ВНК равен 0,124 атм/м. Перекрываются они известковистыми мергелями мощностью от нескольких метров до нескольких десятков метров. Выше залегают толща чередования глинистых мергелей и песчаников. Весь

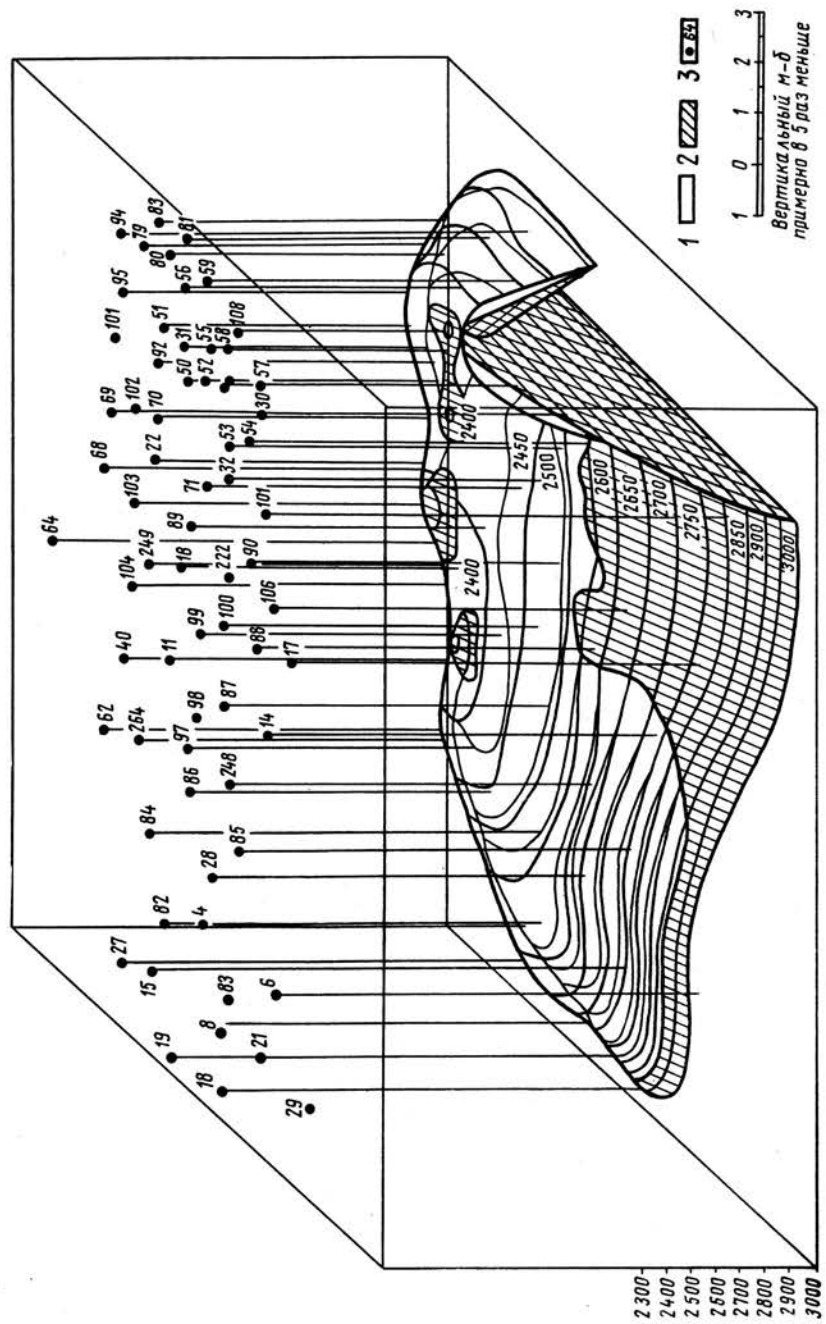


Рис. 16. Форма распространения продуктивных конгломератов на месторождении Альде: 1 - базальные конгломераты; 2 - палеозойский фундамент; 3 - скважины

этот разрез имеет нижнепаннонский возраст. Разрез литологически довольно пестрый и образование его происходило в речных и озерных условиях.

На месторождении Уллиш градиент давления достигает 0,161 атм/м, на месторождении Санк он изменяется от 0,130 до 0,140 атм/м. A.Somfai (286) полагает, что одной из причин образования высоких пластовых давлений в описанных случаях является дегидратация монтмориллонита, когда из его кристаллической решетки освобождается вода высокой плотности. Процесс этот математически проследить не представляется возможным, поскольку нельзя восстановить объем изменившегося монтмориллонита. На приводимой автором кривой распределения плотности видно, что перегиб происходит на глубине примерно 1750 м. Ниже этой глубины темп нарастания плотности увеличивается.

Оценить возможность применения этой гипотезы в данном регионе представляется довольно трудной задачей, поскольку невозможно проследить превращение глинистых минералов. Тем не менее теоретически исключить ее нельзя. В связи с этим автор не отрицает и другого пути образования аномально-высоких пластовых давлений, а именно в результате влияния на этот процесс осмотических перетоков. В пользу этого приводится тот факт, что минерализация пластовых вод здесь увеличивается с глубиной и максимальна в зоне аномально-высокого пластового давления.

Катагенетическим превращением монтмориллонита в присутствии калия объясняют S.Nabetani, K. Huzioka (256) образование аномально-высоких пластовых давлений в пределах нефтяных месторождений района Акита (Япония). Аномально-высокие давления обнаружены здесь в аргиллитах свиты Фунакава (верхний миоцен-плиоцен). Сильная перемятость аргиллитов и их трещиноватость на месторождениях Курокава, Митикава и Тоёкава объясняются аномально-высоким поровым давлением.

Среди работ, связывающих образование аномально-высоких пластовых давлений с диагенетическими преобразованиями, своей обстоятельностью выделяется работа С.А. Parker (264). Предметом изучения в ней являются высокие пластовые давления в юрских отложениях во внешней солянокупольной части бассейна Мексиканского залива. Аномально-высокие пластовые давления встречаются здесь

в песчаниках свиты Норфлет, залегающих на соленосных отложениях Лоуанн. Перекрывающие свиту Норфлет карбонатные и песчаные образования свиты Смаковер также характеризуются высокими пластовыми давлениями. Залегающие выше ангидриты, каменная соль, карбонатные и обломочные породы свиты Бакнер, в свою очередь, перекрываются песчаниками и глинистыми породами свиты Коттон-Валли. Зона аномально-высоких пластовых давлений распространяется и на эти отложения.

Самые высокие градиенты давления установлены здесь в отложениях свит Бакнер (0,238 атм/м) и Смаковер (0,244 атм/м) в округе Уэйн в скважине, давшей приток соленой воды. Залежь сернистого газа в отложениях свиты Смаковер была вскрыта при градиенте давления 0,23 атм/м. Изменение давления с глубиной показано на рис. 17.

Рассмотрение аномально-высоких пластовых давлений в отложениях свиты Смаковер по площади показывает, что все они практически приурочены к полосе так называемого соляного вала. Отложения свиты Смаковер перекрываются здесь плотными непроницаемыми хомогенными породами свиты Бакнер. Характерно, что сбросы не

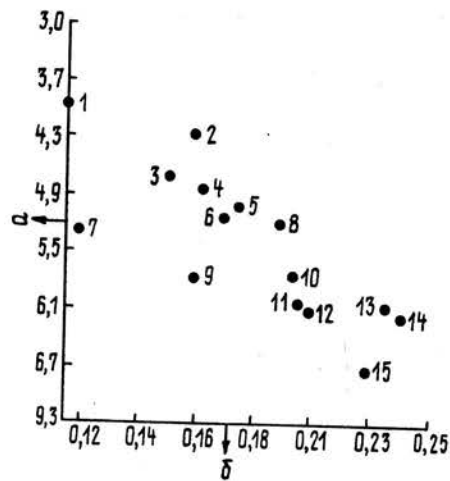


Рис. 17. Изменение градиента пластового давления с глубиной: а) — глубина, км; б) — градиент пластового давления, атм/м. Залежи: 1 — Пячута-Крик; 2 — Тинсли; 3 — Таллахала-Крик; 4 — Пеллахатчи (Смаковер); 5 — Стаффорд-Спрингс; 6 — Саут-Стейт-Лайн (Бакнер); 7 — Саут-Стейт-Лайн (Смаковер); 8 — Пеллахатчи (Норфлет); 9 — Елек-Крик; 10 — Кейто; 11 — Томасвилл; 12 — Пайни-Вудс; 13 — Хендерсон (Бакнер); 14 — Хендерсон (Смаковер); 15 — Саут-Уэст-Пайни-Вудс

нарушают сплошности этих пород, являющихся крышкой. Пористость пластов-коллекторов юрского и мелового возраста имеет вторичный характер. Породы представлены карбонатными, терригенными и эвапоритовыми образованиями. Широко развиты пустоты выщелачивания и вторичное минералообразование. Темный цвет породам придают примазки асфальтита, и возможно, антракосолита. Газ, содержащийся в залежи месторождения Томасвилл, состоит наполовину из метана, остальная часть представлена сероводородом, углекислым газом и азотом. Пластовая температура равна 160°C. Образование углекислоты и сероводорода, которые продолжают воздействовать на вмещающие породы, объясняется внедрением магматической интрузии в меловое время. Благодаря миграции флюида из этого источника произошло выщелачивание пород, возникли минеральные новообразования. Миграция растворов способствовала превращению углеводородов, возможно, их окислению до асфальтита и антракосолита. В результате минеральных превращений высвободился углекислый газ высокого давления. Сохранению и повышению давления способствовали условия, обеспечивающие надежную изоляцию. Исходя из этих данных, С.А. Parker считает, что в образовании аномально-высоких пластовых давлений принимает участие миграция флюидов из более глубоких горизонтов. Благодаря этому произошло выщелачивание пород, возникли минеральные новообразования. Миграция глубинных флюидов способствовала превращению углеводородов.

В.В. Hanshaw и J.D. Bredehoeft (161, 205) в соответствии со своей классификацией возможных причин аномальных давлений рассматривают такой источник флюида в недрах, как переход гипса в ангидрит и монтмориллонита в иллит.

Термодинамическим требованиям для реакции превращения гипса в ангидрит и воду могут удовлетворять условия небольших глубин. Этот источник может обеспечить постоянную скорость поступления флюида. В случае реакции перехода монтмориллонита в иллит освобождается вода высокой плотности в отличие от предыдущей реакции. Выделение воды также происходит с постоянной скоростью. В.В. Hanshaw и J.D. Bredehoeft рассчитали, что геотермический градиент 0,035°C/м — величина, вполне достаточная, чтобы обеспечить процессы той и другой реакции.

Однако при наличии такого рода источников флюида аномально-высокое пластовое давление будет создаваться лишь в том случае, когда имеется надежная покрывка. Ее качества, по мнению этих исследователей, в основном определяются двумя параметрами: гидравлической проводимостью и удельной емкостью.

Некоторыми исследователями сделана попытка установить связь между аномально-высокими давлениями в пластах и особенностями их литологического состава. В частности, пространственное совпадение областей развития соленосных фаций и зон аномально-высоких пластовых давлений привело некоторых геологов к выводу, что физико-химические реакции, протекающие в соленосных толщах, являются причинами высоких давлений.

Согласно другой точке зрения, подкрепленной аналитическим материалом, развитию аномально-высоких пластовых давлений способствует обогащенность терригенных отложений глинистым материалом.

Ю.И. Марьенко и В.Г. Постников (84) объясняют происхождение аномально-высоких пластовых давлений на Марковском месторождении (Иркутская область) способностью кристаллов каменной соли расти внутрь залежи. Давления, замеренные в двух скважинах месторождения, вскрывших осинский горизонт, составляют 271 атм (скважина № 8, интервал 2150–2660 м) и 299,5 атм (скважина № 4, интервал 2350–2375 м). Осинский горизонт, залегающий в толще каменной соли, сложен соляно-карбонатными и сульфатно-карбонатными породами. Различие в градиентах давлений, замеренных в одной и другой скважине, показывает, что вскрыты две залежи, запечатанные солью, как считают авторы. Растущие внутрь залежи кристаллы сокращают поровое пространство, что ведет к повышению давления жидкости.

Трудно оценить достоверность образования аномально-высоких пластовых давлений описанным путем, поскольку не приведено количественного соотношения двух основных процессов, участвующих в создании аномально-высоких пластовых давлений: роста кристаллов соли и рассасывания возникающего избытка давления.

Вопрос об образовании аномально-высоких пластовых давлений затронут в работе Э.С. Гончарова и И.Б. Кулибакиной (30). Они подчеркивают, что аномально-высокие пластовые давления известны в большинстве соленосных бассейнов мира. Образование высоких давлений, по

их мнению, происходит тогда, когда смешиваются воды различной солености в замкнутом объеме природного резервуара, например, в межсолевых отложениях. Пресыщение смеси выразится в росте упругости растворенных газов и может привести к образованию аномально-высоких пластовых давлений. Даже если рапа имеет нулевую газонасыщенность, то при смешивании с предельно газонасыщенными водами достаточно низкой солености в свободную фазу может выделиться до 14% газа. Эти исследователи проследили процесс выделения метана в свободную фазу при смешивании газонасыщенных вод с соленостью 35–300 г/л NaCl.

Авторы двух рассмотренных гипотез видят источник высокого пластового давления в физико-химических реакциях самих галлоидных соединений. Во втором случае (30) дело касается только газовых залежей. Высказанные предположения относятся поэтому к категории тех гипотез, которые предполагают уникальное стечение обстоятельств для образования аномально-высоких пластовых давлений, что само по себе уже вызывает сомнение, если к тому же принять к сведению широкий масштаб развития аномально-высоких пластовых давлений в различных по своему генезису и строению нефтегазоносных бассейнах мира, в том числе и в тех, в разрезе которых не имеется эвапоритовых образований.

Попытка проследить связь между развитием аномально-высоких пластовых давлений и песчанистостью разреза была предпринята также K.L.Harkins и J.W.Bougher (207). Они установили, что в интервале зоны Bigenerina A (миоцен) аномально-высокие пластовые давления на месторождениях континентального склона Луизианы встречаются в тех случаях, когда содержание песка в разрезе не превышает 5–10%. Исключение составляют несколько площадей, где эта величина возрастает.

Анализ распределения аномально-высоких пластовых давлений в Западной Туркмении позволил П.Е. Шувалову и В.З. Симхаеву (117) прийти к выводу о связи аномально-высоких давлений с литологическим составом пород. Для зон с аномальными давлениями характерно не равномерное наращивание давлений по площади и разрезу, а скачкообразное. Наибольшие превышения пластовых давлений над гидростатическим свойственны залежам в нижне-красноцветных отложениях, в составе которых преобладают глины. Устанавливается прямая зависимость между со-

держанием глин в разрезе и величиной превышения пластового давления над гидростатическим (рис. 18). Литологический состав пород является регулятором переформирования или сохранения возникших аномально-высоких пластовых давлений.

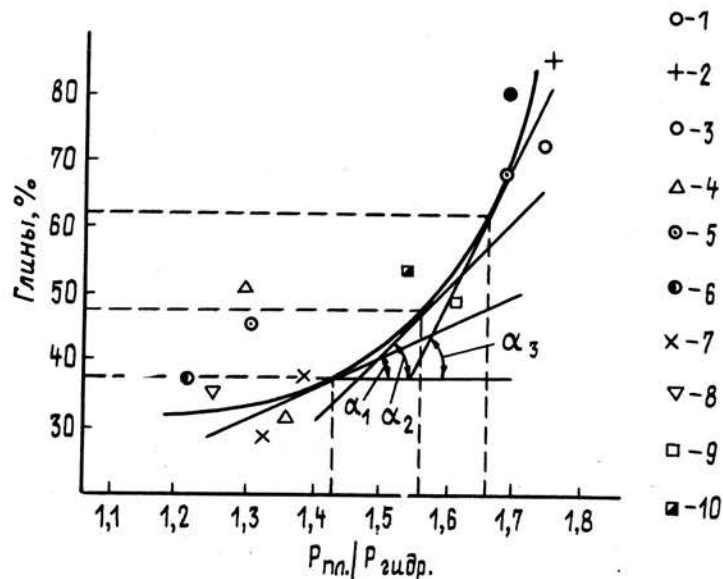


Рис. 18. Зависимость превышения пластового давления над гидростатическим от глинистости разреза. Месторождения: 1 - Западный Челекен; 2 - Алигул; 3 - Дагаджик; 4 - Западный Котур-Тепе; 5 - Центральный Котур-Тепе; 6 - Восточный Котур-Тепе; 7 - Западный Барса-Гельмес; 8 - Восточный Барса-Гельмес; 9 - Камышлджа; 10 - Окарем

Таким образом, характер литологического состава пород, в разрезе которых наблюдаются аномально-высокие пластовые давления, скорее влияет на сохранение давлений, чем на их образование.

Роль осмоса в образовании аномально-высоких пластовых давлений

Среди работ, в которых исследуются причины высоких пластовых давлений, известную группу составляют такие, которые единственной или одной из немногих причин этого явления считают осмос.

В.В. Haushaw и E. Zen (206) впервые высказали предположение, что глинистая толща, разделяющая два горизонта с различной минерализацией вод, может действовать как полупроницаемая мембрана.

Рост давления, обусловленный действием сил осмоса, должен проявляться в ситуации, когда два раствора различной концентрации разделены полупроницаемой мембраной. Мембрана проницаема для молекул воды и непроницаема для растворенных солей. Вода в таком случае диффундирует в направлении выравнивания концентрации. Высокая концентрация солей в поровых растворах глинистой перегородки приводит к потере ею свойств, необходимых полупроницаемой мембране.

Согласно теоретическим расчетам (70) таким путем может развиваться достаточно высокое давление. Если допустить, что мощная толща глин может выполнять роль "ионного сита", то для образования аномально-высокого пластового давления в пласте, воды его должны иметь более высокую минерализацию по сравнению с водами того пласта, который отделяется от него глинистой толщей. Применительно к разрезу бассейна Мексиканского залива наиболее полно эта схема рассматривается в работах американских исследователей (144, 218, 243 и др.). Для этого региона характерно, что в зоне аномально-высокого пластового давления, начиная ниже ее кровли, происходит прогрессивное опреснение пластовых вод. Характер изменения минерализации поровых растворов по глубине в зависимости от пластового давления рассматривается в работе G.W. Schmidt (284). Анализировались образцы глин из керна, отобранного через каждые 152 м в интервале глубин 1066-4260 м на двух месторождениях штата Луизиана. Минерализация вод в песчаниках рассчитывалась по кривым ПС. Аномально-высокие пластовые давления встречаются здесь ниже 3140 м. Эта глубина представляет собой границу, ниже которой порода и насыщающие ее флюиды претерпевают ряд изменений. В частности, у глин проявляется повышенная проводимость, не соответствующая глубине высокая пористость и отсюда низкая плотность. Геотермический градиент в этой зоне повышается, преимущественно монтмориллонитовый состав глин постепенно сменяется монтмориллонитово-иллитовым. Глины и песчаники в зоне нормального давления содержат воду.

минерализация которой увеличивается с глубиной. В контактирующих с глинами слоях песчаника минерализация вод выше в 2 раза, однако при переходе в зону аномально-высокого пластового давления она резко снижается, приближаясь к минерализации вод в глинах. Опреснение вод в песчаных телах объясняется разбавлением их за счет воды, которая освобождается при переходе монтмориллонита в иллит в условиях повышенного геотермического градиента. В зоне нормального давления химический состав поровых вод выражается следующим соотношением анионов: $SO_4^{2+} > HCO_3^- > Cl^+$, воды песчаников характеризуются обратным соотношением компонентов. При переходе в зону аномально-высоких давлений химический состав вод изменяется (рис. 19). В водах песчаников снижается концентрация хлора, повышается содержание HCO_3^- -иона, воды глин обогащаются SO_4 -ионом, в них повышается концентрация Mg -иона. Перераспределение ионного состава поровых вод вызывается различной степенью мобильности ионов, как полагает автор. Из других работ (149, 184, 186) также известно, что поровые воды в зонах аномально-высоких пластовых давлений бассейна Мексиканского залива имеют пониженную минерализацию.

Опреснение пластовых вод в зонах высоких давлений отмечается в отложениях Чинджи и Каммал в Пакистане (74). Предлагается рассматривать его как признак зоны аномально-высокого пластового давления. Резкое опреснение поровых растворов в этих зонах объясняется тем, что сланцы поглощают ионы из пластовых вод песчаных тел (74, 261, 262).

H.L. Overton и D.J. Timko (262) считают, что на характер минерализации пластовых вод влияет ионная фильтрация в глинах. Сущность этого явления состоит в том, что химические соединения, находящиеся в поровых водах в ионном состоянии, удерживаются глинистыми частицами, благодаря чему отжимаемая вода опресняется. Поэтому в условиях нормального уплотнения, когда пористость уменьшается с глубиной, произведение пористости и минерализации поровых растворов представляет собой постоянную величину. Эта идея в дальнейшем была развита K. Magara (243). Этот исследователь указывает, что если бы ионной фильтрации не существовало, минерализация поровых раст-

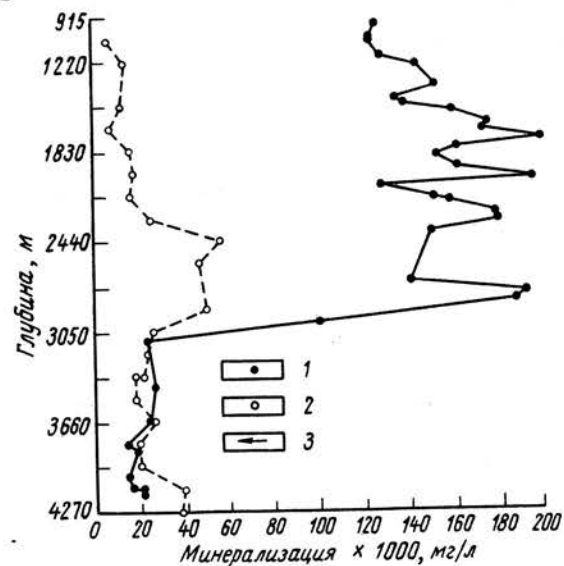


Рис. 19. Изменение минерализации поровых вод с глубиной: 1 — концентрация солей в поровых растворах песчаников; данные сняты с кривой СП; 2 — концентрация солей в поровых растворах глин; определено по кернам; 3 — кромля зоны аномально-высокого давления

воров по всему разрезу была бы одинаковой. С другой стороны, в случае совершенной ионной фильтрации отжимающаяся из глин в процессе уплотнения вода была бы пресной, а минерализация поровых растворов была бы высокой. Графическое изображение обеих тенденций и истинной минерализации поровых вод дает возможность судить о показателе ионной фильтрации.

В зонах аномально-высоких пластовых давлений, однако, происходит уменьшение величины, характеризующей произведение минерализации на пористость. В таких случаях опреснение поровых вод не может быть объяснено ионной фильтрацией, так как оно превышает показатель ионной фильтрации глин этих интервалов разреза. K. Magara (243) считает, что в этих случаях опреснение вызывается подтоками пресных вод, образующихся в результате дегидратации монтмориллонита, ионной фильтрации и осмотических явлений.

Направление осмотических перетоков определяется особенностями распределения плотностей пород и минерализации поровых вод в теоретически построенной этим исследователем схеме чередования глин и песчаников (рис. 20). К. Magara считает, что на границе с песчаниками плотность глин увеличивается, т.е. пористость их уменьшается. По его мнению, уменьшение пористости глин на границе с песчаниками в толще сложенной чередованием песчаных и глинистых слоев, мощность каждого из которых не превышает 3 метров, происходит вследствие более интенсивного отжатия флюида из глин в соседний коллектор. В центральной зоне сохраняется высокая

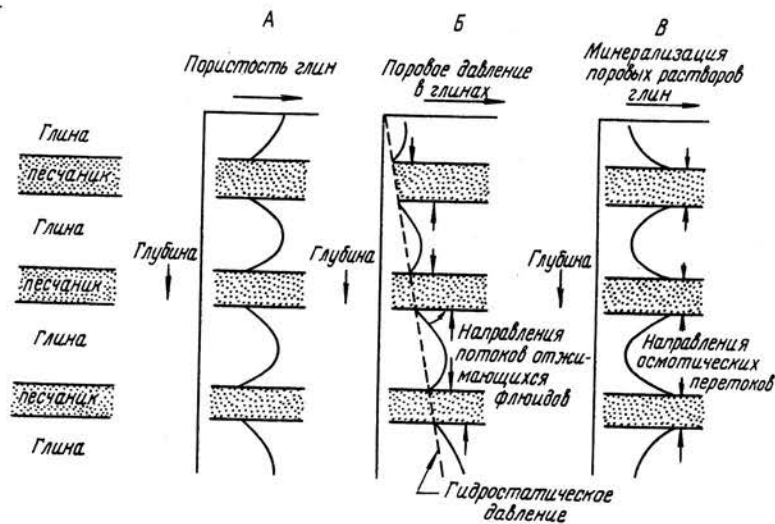


Рис. 20. Схематическое распределение величин пористости, порового давления и минерализации поровых растворов в глинах, чередующихся с песчаниками

пористость и более высокое поровое давление. Поэтому отсюда и будет происходить движение флюида в сторону песчаных слоев — вверх и вниз. Кроме того, в центральной более высоко пористой зоне минерализация вод будет меньше. Это вызовет движение опресняющих потоков в сторону более высокой минерализации поровых вод по законам осмоса. Все это изображено на рис. 20.

К. Magara и другие исследователи (144, 243) указывают, что в разрезе нефтегазоносного бассейна Мексиканско-

го залива самой высокой минерализацией поровых вод характеризуются породы максимально уплотненной зоны, которая непосредственно перекрывает зону недоуплотненных пород. Вниз и вверх от уплотненной зоны минерализация вод уменьшается. Причем, кверху от нее поровые растворы характеризуются средней минерализацией, а в сторону зоны аномально-высокого пластового давления воды становятся практически пресными.

Таким образом, действие осмотических сил будет направлено в противоположные стороны к границе между двумя зонами, т.е. к пласту с высокой концентрацией солей в водах. Направленное вниз по законам осмоса движение пресной воды будет препятствовать разгрузке давления из нижних горизонтов, т.е. будет сдерживать отжимание воды из уплотняющегося осадка. R.H. Jones (218) указывает, что "молекулярные силы, генерирующие осмотическое давление, уменьшают эффективную проницаемость глинистых слоев до нуля и сохраняют аномальное давление в течение миллионов лет". Исходя из этой довольно сложной схемы, трудно объяснить, что происходит со второй составляющей потока воды, обусловленного действием сил осмоса и направленного вверх из зоны высокого давления. Если считать схему верной, то движение именно отжимающейся из глин воды гасится осмотическим давлением, возникающим между пластами средней солености в зоне гидростатического давления и водоносным горизонтом высокой минерализации в кровле зоны аномально-высокого давления.

В других работах (286 и др.) при сопоставлении величин пластового давления и минерализации пластовых вод отмечается, что увеличение одного параметра совпадает с повышением другого. Такое совпадение, в частности, имеет место на месторождениях Венгрии Альдьё, Улеш и Санк (табл. 5). В первом из них два нижних горизонта — IV и базальные конгломераты — имеют высокие значения давления и минерализации. На втором и третьем месторождениях это явление наблюдается в миоценовых конгломератах. Вышезалегающие горизонты содержат воду более низкой минерализации и имеют нормальное гидростатическое давление. Это дает основание автору работы среди причин, вызывающих образование высоких пластовых давлений, указать осмос. В. Moulènes (253) высказывает предположение, что под влиянием осмотических перетоков, возможно обра-

Таблица 5

Давления и минерализация пластовых вод, замеренные на месторождениях Венгрии

Месторождение	Возраст, положение в разрезе	Глубина, м	Давление, атм	Минерализация пластовых вод, мг/л
Альдье-IV	Нижний паннон	2442	259,6	6713,80
Альдье	"			
	Базальные конгломераты	2506	310,3	11 519,04
Уллеш	Миоцен, конгломераты	2002	322,0	30980,00
Санк	Миоцен, конгломераты	1880	247,0	17 348,06

зовались аномально-высокие пластовые давления на месторождениях Лак, Хасси-Мессауд, Рур-эль-Багель, Эль-Агреб.

Относительно высокой минерализацией вод характеризуются пласты с аномально-высоким пластовым давлением в разрезе площади Булла-море (Азербайджан). Это совпадение также приводит А.А. Мовсумова и др. (94) к заключению о том, что аномально-высокое пластовое давление образуется под влиянием сил осмоса. Возможность обусловленных осмосом перетоков в данном исследовании проверялась лабораторным путем. Модель представляла собой два раствора соответствующих концентраций и разделяющую их глинистую перегородку, приготовленную из глин, поднятых из скважины. Результаты эксперимента подтвердили существование перетоков в заданных условиях.

Действие осмотических сил ранее моделировалось и в исследовании А. Yung и Ph. E. Low (309). В данном случае была поставлена задача проверить возможность перетоков через алевролиты и глины свиты Викинг нижнемелового возраста в центральной Альберте. Опыт показал, что замеренное осмотическое давление ниже рассчитанного теоретически. Это объясняется, по мнению авторов, наличием микротрещин и крупных пор в кернах. Таким образом, этот эксперимент не был удачным.

Результаты экспериментального изучения движения жид-

кости под действием сил осмоса сообщаются в работе Н. W. Olsen (258). Моделировались условия разобщения глинистой мембраной вод различной минерализации на глубине до 3100 м. Автором эксперимента установлено, что с увеличением глубины погружения глин и степени их уплотнения электроосмотические градиенты преобладают над гидравлическими. Этот эффект усиливается при больших различиях минерализации вод, разделенных глинами монтмориллонитового или иллитового состава.

В работе Ф. Я. Синельникова (118) высказывается мысль о возможности образования высоких пластовых давлений под действием сил осмоса. Автор сопоставляет минерализацию погребенных и законтурных вод в пластах с высоким пластовым давлением. Поскольку минерализация погребенных вод ниже, то образуются перетоки, благодаря этому и развивается высокое пластовое давление.

Лабораторные эксперименты, выполненные рядом исследователей (19, 68, 69, 70 и др.) показали, что минерализация поровых растворов прогрессивно уменьшается с увеличением давления. С другой стороны, известно много случаев, когда скважины вскрывали водоносные горизонты высокой минерализации (Средняя Азия, Иран, внешние впадины бассейна Мексиканского залива, Иркутская область, Центрально-Европейский нефтегазоносный бассейн, Припятская впадина). Таким образом, нельзя определенно сказать, что между давлением и минерализацией вод существует прямая зависимость. Видимо, на характер этого взаимоотношения оказывают влияние особенности геологического строения района, которые способны в значительной степени завуалировать взаимовлияние двух рассматриваемых факторов, если оно проявляется в природе.

Во всяком случае, пока нет оснований утверждать, что осмос — самостоятельная повсеместно или локально проявляющаяся причина образования аномально-высоких пластовых давлений.

Роль тектогенеза в образовании аномально-высоких пластовых давлений

Гипотеза о влиянии тектогенеза на формирование аномально-высоких пластовых давлений так же широко известна, как и гипотеза уплотнения. Несколько шире она распро-

странена среди советских исследователей проблемы. Во всяком случае, уже в первых сообщениях по данному вопросу, зачастую имеющих характер констатации факта, генетически связывались наличие аномально-высоких пластовых давлений и тектоническая нарушенность меторождения. Попытки конкретизировать формы воздействия тектонических процессов на образование аномально-высоких пластовых давлений привели к такому множеству индивидуальных точек зрения, что классификация их представляет большие трудности. Так, одна группа исследователей считает, что тектогенез является причиной или одной из причин уплотнения глинистого осадка. Это, в свою очередь, вызывает образование аномально-высоких пластовых давлений.

Имеется группа работ, авторы которых считают тектогенез тем фактором, благодаря которому образуются каналы связи с нижележащими горизонтами, имеющими высокое пластовое давление.

В других работах развивается представление, согласно которому под действием тектонических сил происходит сдавливание пород и заключенных в них флюидов, вследствие чего и создается аномально-высокое пластовое давление.

Нужно отметить, что сторонники этих точек зрения, как правило, не ограничивают время проявления тектогенеза, и таким образом, время формирования высоких давлений в пластах.

В отличие от этого следующая группа исследователей, которые считают единственным источником аномально-высоких пластовых давлений неотектогенез, указывает время приложения тектонических напряжений (новейшее), но довольно неопределенно характеризует формы такого воздействия.

По мнению И.Г. Кисина (58,59), с отжиманием воды из майкопских глин под воздействием сил тектогенеза связано образование аномально-высоких пластовых давлений в меловых отложениях Терского и Сунженского хребтов. Он пишет, что в пределах этих хребтов фиксируются эпицентры многочисленных землетрясений и это свидетельствует о современной тектонической активности региона. "Благодаря тектоническим напряжениям, 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 неотектонических движений, уплотнение глин закончилось, давление в них стабилизировалось, и отжим воды не наблюдается. Вода, отжимающаяся из майкопских глин, поступает как в верхние горизонты, где беспрепятственно разгружается, так и вниз, в проницаемые пласты нижнемайкопских, верхне- и нижнемеловых отложений, благодаря чему давление в этих пластах становится значительно большим, чем давление, соответствующее нормальным гидродинамическим условиям водонапорной системы.

Принципиальная возможность поступления вод из майкопских отложений в нижележащие горизонты рассмотрена в работе С.И. Сергиенко (113). Он считает, что при отжати воды вместе с ними в нижние горизонты должны проникнуть растворенные газы, вызывающие здесь понижение температуры. Изотермы по кровлям майкопских, фораминиферовых и верхнемеловых отложений показывают, что отрицательных температурных аномалий в пределах гидродинамически аномальных зон нет. Гидрохимические аномалии в этих зонах также не обнаружены. На этом основании С.И. Сергиенко считает, что точка зрения И.Г. Кисина вызывает серьезные возражения.

В соответствии с формой изложения, принятой в его работе, Б.А. Тхостов (132) исследует природу начальных пластовых давлений и геогидродинамические системы мезозойских отложений Предкавказья. Анализ огромного фактического материала приводит Б.А. Тхостова к выводу о том, что "основная роль в процессах движения нефти и формирования залежей принадлежит трещинам, образующимся в результате тектонических напряжений, в том числе и новейших. Характер и интенсивность тектонических напряжений определили не только объем трещин, но и энергию сжатия жидкостей и газов, заключенных в них, и уровни пластовых давлений." Величина давления будет зависеть от того, насколько быстро разгружается система от первоначальных давлений. А последнее - от того, насколько проницаем трещинный коллектор. Предельные величины пластовых давлений определяются напряжениями, которые возникают при тектонических процессах и вызы-

вают дизъюнктивные нарушения пластов. Тектонические (и неотектонические) движения способствовали не только росту давлений и образованию зон anomalно-повышенных пластовых давлений, но и разрушению аналогичных ранее созданных зон и участков и перераспределению между ними давлений.

Представление о тектоническом уплотнении пластичных пород с образованием высоких пластовых давлений в результате этого процесса развивается в работах F.A.F. Berry (150,151). Он рассматривает условия, в которых проявляются anomalно-высокие пластовые давления в районе Береговых Хребтов (Калифорния). Здесь в полосе длиной 645-805 и шириной 40-130 км высокие давления, приближающиеся к геостатическому, установлены в мощных толщах Францискан и Грейт-Валли юрского и мелового возраста. Территория ограничена на западе разломом Сан-Андреас и гранитным блоком Салинас, на востоке - погребенным сбросом Уэст-Сайд и гранитным блоком Сьерран-Кламат (рис. 21). На юге эта полоса ограничена гранитным блоком Сан-Имиджио, северная граница проводится по окончанию разлома Сан-Андреас в районе Кейп-Медосин. Anomalно-высокое давление в пластичных глинистых породах Францискан и Грейт-Валли создавалось и продолжает создаваться в течение позднего кайнозоя благодаря движению западного и восточного гранитных блоков навстречу друг другу, подобно тискам. Сжимаемые породы ведут себя как пластичные тела, доказательством чему служит позднекайнозойские диапиризм. Большинство землетрясений в зоне разлома Сан-Андреас мелкофокусные (5-10 км). При этом основная часть энергии землетрясений (75%) освобождается во время афтершоков. Это обстоятельство F.A.F. Berry также приводит в качестве доказательства своей точки зрения.

Работа Н.М. Шерстнева и С.Г. Салаева (140) относится к одной из первых по проблеме anomalно-высоких пластовых давлений. Касаясь причин этого явления, они пишут: "Анализ материалов по геологии и бурению отдельных разведочных площадей Кобыстанской, Прикуринской и Прикаспийской и Кировобадской нефтеносных областей показывает, что повышенные пластовые давления в основном связаны с тектоническими нарушениями. В создании высоких пластовых давлений, по-видимому, определенную роль играет тектоническое сжатие пород в результате тектонических, в особенности складчатых движений".

А.А. Линеvский (77) в качестве причины anomalно-высоких пластовых давлений рассматривает колебательно-волновые движения земной коры. Он полагает, что антиклинальные структуры в процессе тектонических движений ведут себя, как балки, имеющие при сгибе растянутые и сжатые участки. "При воздымании провинции мощное динамическое движение, превышающее во много раз статическую нагрузку на водосодержащие глины, находящиеся в сжатой толще, выжимает из них жидкость в коллекторы (трещины сжатия, песчаные пласты). В коллекторах происходит повышение давления".

Одна из разновидностей тектонической гипотезы предполагает образование anomalно-высоких пластовых давлений за счет связи с глубокими (или даже глубинными) горизонтами Земли. Этой причиной, в частности, объясняет А.К. Алиев (4) образование anomalно-высоких пластовых давлений на месторождениях Азербайджана. Он пишет, что в пласты месторождений осложненных грязевым вулканизмом, внедряется глубинный газ либо через тектонические трещины, либо через кратеры. "При этом проникновение газа может

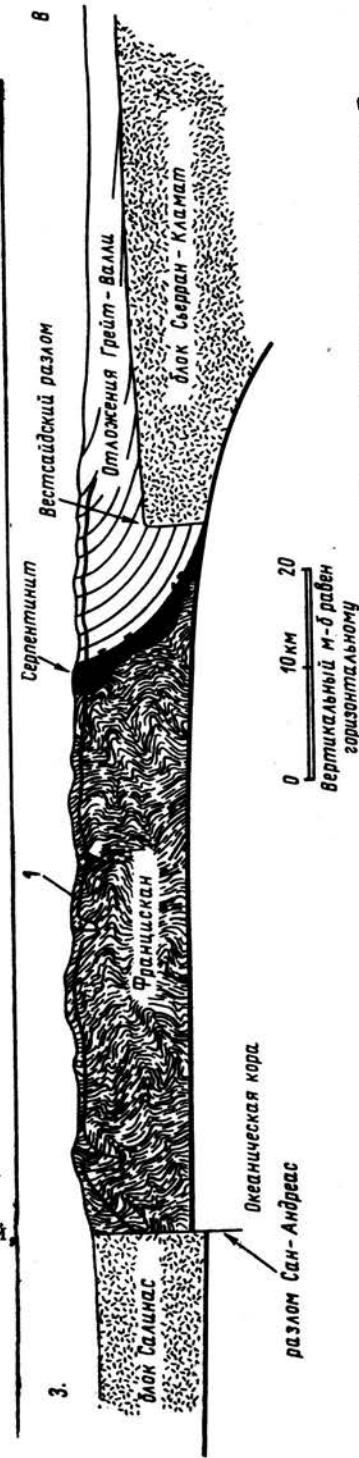


Рис. 21. Схематический поперечный разрез через Береговые хребты и Центральную долину: 1 - верхняя граница распространения давлений, близких к геостатическому

происходить как в высокопроницаемые, так и малопроницаемые пласты." А.К. Алиев подчеркивает, что наиболее высокие пластовые давления в нефтеносных объектах в основном встречаются в присводовых частях поднятий, обычно сильно разбитых нарушениями

Согласно представлениям В.Ф. Линецкого (78,79,80), аномально-высокие пластовые давления возникают в результате поступления в запечатанную ловушку снизу по разломам новых порций флюидов с более высоким давлением, чем в данной залежи. В подтверждение этого указывается на приуроченность пластов с аномально-высоким давлением к структурам, осложненным тектоническими разрывами. Так как объем ловушки лимитирован, в нем происходит повышение давления. Миграция такого рода носит пульсационный характер и совершается следующим образом. Вследствие сейсмического толчка при внезапном снятии напряжений в повышенно напряженном участке тектоносферы возникает гидравлический удар. Происходит образование нового разрыва или подвижка по старому. Появление сквозного разлома сопровождается выбросом нефти из глубины. Она попадает в водоносный пласт под большим давлением.

V.L. Platt (268) в своей работе рассматривает возможность образования надвигов за счет энергии пластовых давлений. Повышение пластовых давлений, по его мнению, происходит вследствие поступления в запечатанные ловушки флюидов матасоматического и особенно магматического происхождения.

В известной работе М.К. Hubbert и W.W. Rubey (213), кстати, не отрицают роли воды магматического происхождения в качестве источника аномально-высоких пластовых давлений.

Представления А.К. Алиева (4) и В.Ф. Линецкого (78, 79,80) разделяет В.Г. Рудаков (111). Он высказывает мнение, что механизм формирования аномально-высоких пластовых давлений для всех нефтеносных районов должен быть единым. И таким механизмом является проникновение флюидов из фундамента по разломам или ослабленным зонам в осадочный чехол. Имеются многочисленные примеры приуроченности залежей углеводородов с аномально-высоким давлением к низам осадочной толщи, к структурам, осложненным разрывными нарушениями, — как указывает В.Г. Рудаков.

Возможность существования пластовых давлений, превышающих условное гидростатическое, в недрах Предкавказья долгое время подвергалась сомнению, поскольку единственным источником пластовой энергии здесь считался артезианский напор вод. В этой связи, безусловно, большая роль принадлежит работам Б.А. Тхостова (131, 132), в которых впервые доказано, что кроме артезианских напоров существуют и другие источники пластового давления и поэтому отклонение величин пластовых давлений от условных гидростатических — явление при известных обстоятельствах закономерное.

Одной из первых работ, где оспаривается возможность аномально-высоких давлений в залежах Предкавказья, является статья В.М. Николаева (98). В ней делается попытка доказать, что пластовые давления в майкопских и верхнемеловых отложениях не являются аномальными в общепринятом смысле слова. Некоторое повышение величины пластового давления в продуктивных пластах майкопской толщи объясняется медленным, но непрерывным перемещением углеводородов к их сводам, где пластовая энергия постепенно накапливается. Отсюда "в осевых частях прилегающих прогибов пластовые давления в нижнемайкопских песчано-глинистых пачках должны быть нормальными и полностью соответствовать глубине артезианского бассейна". Такое же заключение сделано и относительно пластовых давлений и в фораминиферовых слоях. Что касается пластовых давлений в верхнемеловых отложениях месторождений Датых, Заманкул и Карабулак-Ачалуки, то во всех этих случаях, по мнению автора, положение гидростатического уровня полностью соответствует положению выходов меловых отложений, в том числе и верхнемеловых известняков в Черных Горах. А.В. Меркулов и М.А. Янкевич (90) отмечают, что этот вывод основан на величинах максимальных отметок меловых пород в Черных Горах. И гидростатические уровни верхнемеловых вод сравниваются с отметками валанжинских и даже юрских известняков. Указав на ошибочные допущения, принятые при расчетах В.М. Николаевым, А.В. Меркулов и М.А. Янкевич, в свою очередь, предлагают объяснение наблюдаемых несоответствий величин давлений глубине пласта. Они считают, что в начальный период предакчагыльской складчатости тектонические движения повлекли за собой образование сильно дислоцированных складок с раздробленными

ядрами. Возникшие таким путем трещины были непродолжительное время гидродинамически связаны с нижележащими коллекторами нижнего мела. Вода, перемещаясь вверх, в трещинных коллекторах верхнего мела попадала в условия более низких температур и давлений, что привело к снижению ее минерализации и закупорке путей сообщения с отложениями нижнего мела. В дальнейшем складки претерпели воздымание и сохранили законсервированное пластовое давление.

В работе Ю.А. Мельникова (89) развивается точка зрения, согласно которой одной из причин образования anomalно-высоких пластовых давлений в мезозойских (нижне- и верхнемеловых) отложениях Терской и Сунженской антиклинальных зон является характер формирования нефтяных месторождений.

Этот процесс сопровождается гравитационным разделением флюидов, что и вызывает эффект самопроизвольного роста давлений в пластовой замкнутой системе. Автор полагает, что в результате тектонического усложнения складки Карабулак-Ачалуки залежи в валанжинских или готерив-баремских отложениях были разрушены (на Заманкуле они сохранились вследствие меньшей нарушенности). Образовавшиеся трещины служили флюидопроводящими путями. Вертикальная миграция флюидов привела к перераспределению газонефтяных скоплений в разрезе и образованию в верхнемеловом комплексе залежей нефти и газа и к самопроизвольному росту давлений в них.

В гипотезе, высказанной Н.И. Кропоткиным и В.М. Вальевым (67), в отличие от многих других, подробно рассматривается источник энергии, формирующей anomalно-высокие пластовые давления. Они считают, что причиной таких давлений являются сами флюиды (нефть, газ и вода), гигантские притоки которых в тектонически ослабленных зонах возникают в результате дифференциации и дегазации вещества мантии Земли. В качестве доказательства этих процессов указывается на характер распределения, например, гелия и азота, скопления которых часто приурочены к нефтегазоносным районам. В пространственном распределении газов прослеживается закономерность: во внутренних частях альпийских складчатых зон и зон интенсивных глыбовых дислокаций поздне-третичного и ранне-четвертичного времени преобладают среди глубинных газов азот и окись углерода, в периферийных частях - се-

родород. Выходы газа часто сопровождаются термальными источниками. Для внешних зон характерны скопления углеводородов. Именно в этих зонах широко развит грязевой вулканизм (Кавказ, Румыния, остров Ява, Колумбия). Перемещение флюидов из недр происходит под влиянием диффузии газа в область меньшего давления, гравитационной дифференциации и дополнительного тангенциального сжатия. Процесс выжимания флюидов происходит постоянно и именно он поддерживает "устойчивую во времени напряженную обстановку", поскольку сами anomalно-высокие пластовые давления недолговечны.

Гидродинамическая связь между пластами высокого и низкого давления как причина anomalно-высоких пластовых давлений признается в работе А.К. Иванова (53). Применяя формулу В.Ф. Линецкого (78), А.К. Иванов вычисляет время формирования некоторых залежей Предкарпатского прогиба. Полученные в результате небольшие величины позволяют автору считать, что залежи формировались в верхнетретичное-четвертичное время в результате разломных дислокаций послепных фаз альпийского диастрофизма.

Связь с более глубокими горизонтами является причиной anomalно-высоких пластовых давлений на месторождении Дуваный-суша, как считают А.И. Алиев, Г.А. Полудин, М.З. Рачинский (6). Благоприятные условия для такой связи обеспечиваются развитием трещин. Аналогичную по позиции занимают Ш.Ф. Мехтиев и В.З. Симхаев (92), анализируя условия, в которых существуют anomalно-высокие пластовые давления в залежах месторождения Кюровдаг. В работе уточняется, что перетоки из нижележащих горизонтов происходят во время первых фаз тектонических подвижек. В результате миграции глубинных флюидов в залежах продуктивной толщи формируются anomalно-высокие пластовые давления. К такому выводу приводят авторы блоковое строение складки.

З.Г. Дильбази и др. (36) причину образования anomalно-высоких пластовых давлений на месторождении Кюрсанга (Нижнекуринская впадина) видят в локализации отдельных участков залежи тектоническими нарушениями и отсутствии для нефти путей миграции при уплотнении породы.

Позднее аналогичную точку зрения высказали В.З. Симхаев и П.Е. Шувалов (116), изучая распределение вели-

чин пластовых давлений на этом же месторождении. В пределах месторождения выделяются 22 отдельных тектонических блока, характеризующихся специфическими условиями распределения пластовых давлений. В формировании anomalно-высоких пластовых давлений большое значение отводится авторами литологическому фактору, который одновременно регулирует перераспределение давлений. Представление о ведущей роли геостатической нагрузки в процессе создания высоких давлений не подтвердилось имеющимися фактическими данными. Основным фактором формирования anomalно-высоких пластовых давлений, по заключению авторов статьи, является тектогенез.

Вывод об образовании anomalно-высоких пластовых давлений "вследствие перетоков газа или нефти с больших глубин по трещинам, раскрывающимся в процессе тектонических движений" сделан М.А. Вахитовым и С.Л. Ореховым (24). Они изучили характер изменения пластовых давлений на площадях Вахшского прогиба Афгано-Таджикской депрессии. Характерной особенностью распределения давлений по разрезу в этом регионе является наличие переходной зоны, ниже которой начинается зона anomalно-высоких пластовых давлений (в основном это туронские отложения). Еще ниже по разрезу происходит снова падение давления (рис. 22). Отмечается, что на одной и той же структуре, в одних и тех же горизонтах, давления, приведенные к одному уровню, не одинаковы. Высокая сейсмичность, неравномерное нарастание пластовых давлений с глубиной, наличие разрывных нарушений – все это авторы относят к доказательствам образования anomalно-высоких пластовых давлений в результате перетоков флюидов с больших глубин.

В.М. Щерба и И.В. Леськив (143) сопоставили геологическое строение Пынянского газового месторождения и площади Мостка, где впервые во Внешней зоне Предкарпатского прогиба установлены anomalно-высокие пластовые давления. Они пришли к выводу о том, что образование anomalно-высоких пластовых давлений связано с притоками газа или другого флюида, поднимающегося с больших глубин по тектоническим трещинам.

В.И. Зильберман, И.И. Литвин и Л.И. Шехтман (51), сообщая о том, что в нижнекаменноугольных отложениях Украины впервые обнаружена аномалия пластового давле-

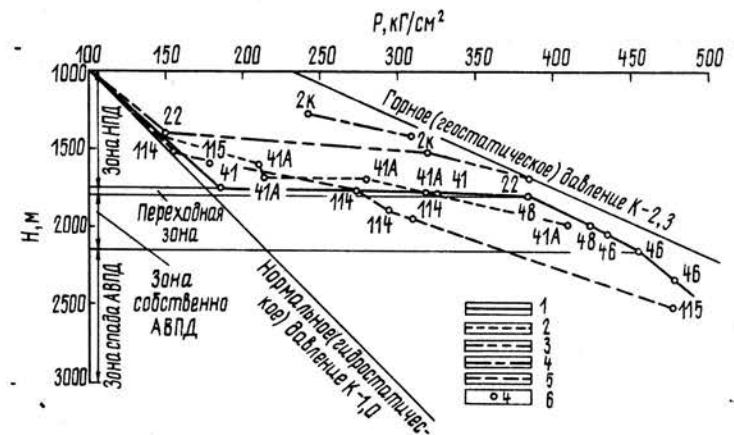


Рис. 22. Начальные пластовые давления по площадям Вахшского прогиба: 1 – Кичик-Бель; 2 – Ак-Баш-Адыр; 3 – Кызыл-Тумшук; 4 – Кара-Дума; 5 – Кичик-Донгуз; 6 – номера скважин; (распределение зон дано для площади Кичик-Бель).

ния, дают этому факту следующее объяснение. На Николаевской площади (прибортовая зона Донецкого авлакогена) гидродинамическая аномалия сопровождается геотемпературной и гидрохимической. Последняя выражается в резком увеличении минерализации пластовых вод. Все три аномалии тяготеют к наиболее дислоцированному участку структуры. Это приводит авторов к заключению о том, что "аномалии возникли как производные ниже лежащих высоконапорных градиентов в результате перетока пластовых флюидов и частичного перераспределения пластовых давлений по тектоническим каналам".

Внедрение глубинных эндогенных вод по разломам является причиной образования anomalно-высоких пластовых давлений на месторождениях северо-восточной Сахары – к такому выводу приходит Ф.А. Гезалов (26) на основании совокупности геологических данных по этому региону. Эта точка зрения высказана им в противоположность представлениям R. Вырамjee (163), который связывает образование anomalно-высоких пластовых давлений на этих месторождениях с условиями уплотнения глинистого осадка (гипотеза уплотнения). Ф.А. Гезалов считает несостоятельной точку зрения R. Вырамjee. По его мнению, помимо внедрения эндогенных вод, в создании anomalно-высоких

пластовых давлений играет роль мощная непроницаемая соленосная толща (правильнее было бы сказать, что эта толща способствует сохранению высоких давлений в пластах). Тепловой режим недр Сахары, по мнению Ф.А. Гезалова, также складывается под влиянием эндогенных вод как носителей тепла.

О природе аномально-высокого пластового давления на Салымском месторождении (Западная Сибирь) написано несколько работ (88, 121, 123 и др.). Это месторождение расположено в районе Среднего Приобья. Разрез сложен породами фундамента и комплексом мезозойско-кайнозойских образований: нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела и четвертичными породами. Аномально-высоким пластовым давлением обладает залежь в баженовской свите верхней юры, вмещающие породы которой представлены трещиноватыми аргиллитами. Зона аномально-высокого давления в плане имеет полосообразную форму, протягиваясь вдоль оси складки (рис. 23). Эта зона характеризуется одновременно и повышенной геотемпературной аномалией. Основываясь на косвенных доказательствах (различие дебитов нефти по площади месторождения) А.И. Степанов и Ю.А. Терещенко (123) полагают, что упомянутая полосообразная зона является отражением разлома в фундаменте. Поскольку нижележащие горизонты обладают нормальным гидростатическим давлением, авторы считают, что "повышенное пластовое давление в верхнеюрской залежи не может быть обусловлено перетоком флюидов из осадочного чехла". Они разделяют точку зрения К.А. Аникиева (7,8,9), П.Н. Кропоткина и Б.М. Валяева (67), В.Ф. Линецкого (79) и считают, что причиной аномально-высоких пластовых давлений является миграция углеводородов по системе трещин, связанной с разломом в фундаменте. Сохранение аномально-высокого давления в залежи может быть обеспечено при условии постоянного возобновления притока высоконапорных флюидов снизу.

Как одна из причин образования аномально-высоких пластовых давлений миграция флюидов снизу признается С.И. Сергиенко (113) и В.И. Дюниным (48), которые пришли к этому выводу в результате расчета времени существования аномально-высоких пластовых давлений. Широко известны среди специалистов работы К.А. Аникиева (7,8,9). Привлекая огромный разнообразный геологически

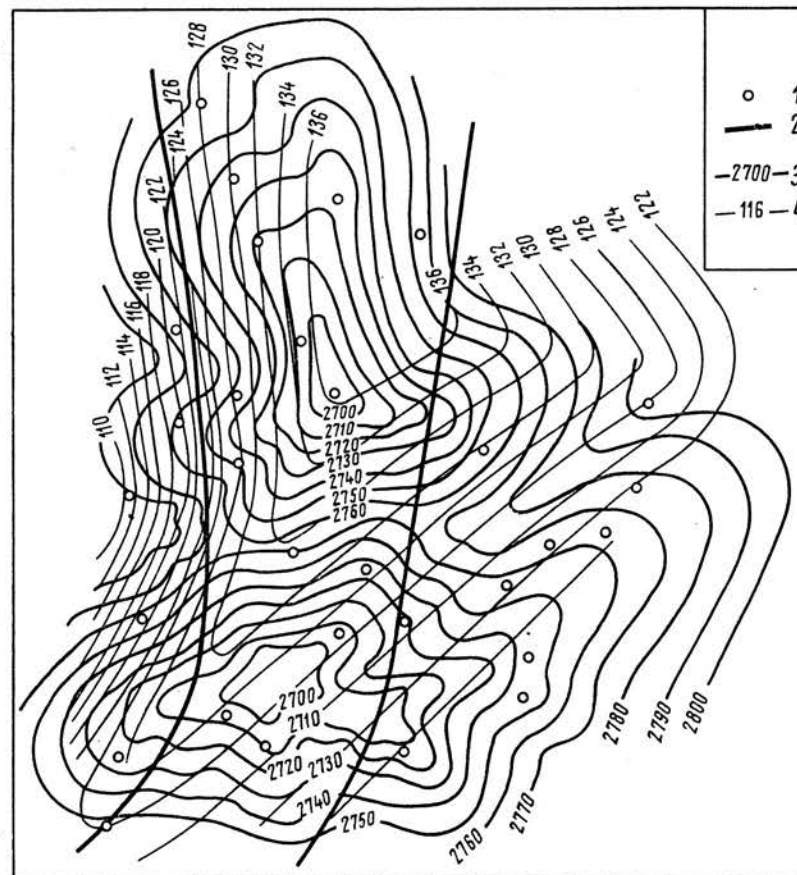


Рис. 23. Структурная карта кровли верхнеюрских отложений Салымского нефтяного месторождения: 1 - скважины; 2 - зона распространения аномально-высоких пластовых давлений; 3 - изогипсы кровли верхнеюрских отложений; 4 - изотермы кровли верхнеюрских отложений

обобщенный материал по аномально-высоким пластовым давлениям, К.А. Аникиев последовательно развивает представление о связи аномально-высоких давлений с неотектогенезом. Основные теоретические положения работ К.А. Аникиева сводятся к следующему. Повсеместно и непрерывно проявляющиеся неотектонические процессы вызывают как неравномерное сжатие глубинных упругих гидродинамических систем, так и поступление по этим системам новых

порций газа или жидкости под более высоким давлением. Таким образом, механизм образования аномально-высоких пластовых давлений подразделяется на деформационные и инъекционные процессы. Они, в свою очередь, приводят к перераспределению и изменению пластовых давлений вплоть до аномально-высоких. Скорости перераспределения пластовых давлений превышают скорости геологических процессов. Отсюда флюиды с аномально-высоким пластовым давлением должны достигать гидростатического равновесия в течение геологического времени. Это равновесие нарушается чаще в альпийских геосинклиналях, потому что там более интенсивны неотектонические процессы. Упруго-пульсационный характер этих процессов находит выражение в периодическом возникновении локальных участков с чередующимися пониженными и повышенными пластовыми давлениями. С различными формами неотектогенеза связаны перемещения жидких, газообразных и пластичных масс: грязевулканические извержения, солевой, глиняный, угольный диапиризм и т.д.

Взгляды К.А. Аникиева разделяют многие исследователи. Ю.А. Пецюха и В.В. Черногалов (106) считают, что аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных пластах проявляются лишь при одновременном осуществлении трех главных условий: упругости пласта, его относительной замкнутости и воздействию на пласт сил неотектогенеза. Сочетание этих условий вызывает образование аномально-высоких пластовых давлений в залежах, приуроченных к известнякам семилукско-рудкинского возраста Иловлинско-Медведицких дислокаций, которые относятся к зоне неотектонической активности блоков кристаллического фундамента.

В работе П.В. Глумакова и др. (29) содержится анализ распределения залежей с аномально-высоким пластовым давлением в пределах Амударьинской области. В толще известняков, перекрывающихся соленосной гаурдакской свитой (кимеридж-титон) газовые залежи с аномально-высоким пластовым давлением локализируются в антиклинальных зонах амударьинского направления. Антиклинальные зоны выделены в пределах Бешкентского прогиба. Повышенная подвижность этой территории в позднеальпийское время и изолированность залежей от региональной гидродинамической системы явились причиной аномально-высоких давлений в залежах газа.

Влиянием тектонических напряжений объясняется возникновение аномально-высокого давления в нефтяной залежи на месторождении Антелоп, штат Северная Дакота (193). Характерной чертой строения этого месторождения является тот факт, что нефтяная залежь Сениш, в которой обнаружено аномально-высокое давление, перекрывается и подстилается карбонатными отложениями, содержащими залежи нефти нормального гидростатического давления. Градиент давления в залежи Сениш равен 0,167 атм/м. Эта залежь приурочена к пачке переслаивания песков, глин, известняков и доломитов общей мощностью 85 м. Предполагается, что действовал следующий механизм образования аномально-высокого давления в залежи Сениш. В период формирования складки, начиная с домиссисипского и включая послемеловое время, изгибание залегающих в кровле и подошве карбонатов привело к их растрескиванию, тогда как сжимаемость коллекторов Сениш оказалась выше. Северо-восточное крыло складки подверглось большому искривлению и вызвало большее растрескивание пород здесь. Флюид переместился в этом направлении. Когда северо-восточное крыло было окончательно разорвано сбросом, избыток давления был передан в уплотняющуюся зону по принципу действия гидравлического тормоза. Таким образом, для объяснения происхождения аномально-высокого давления в залежи Сениш потребовалась сложная трехступенчатая схема передачи давлений.

Аномально-высокие давления в залежах нефти и газа Юго-Западной Туркмении послужили предметом изучения П.Е. Шувалова, В.З. Симхаева (117, 141, 142). Следящий П.Е. Шуваловым (141) расчет интенсивности отжимания жидкости и ее разгрузки по возможным коллекторам и возможного перепада давлений между центром впадины и ее периферией показал, что уже перепад давления в 22 атм обеспечит полную разгрузку всех отжимающихся из нижнего красноцвета вод в течение четвертичного времени. Аналогичный расчет для отложений верхнего красноцвета дает перепад давлений между центром прогиба и областью разгрузки около 8 атм. П.Е. Шувалов считает, что такие величины перепадов не могут вызвать те аномально-высокие пластовые давления, которые получены на месторождениях нефти и газа. Исходя из результатов этих расчетов, П.Е. Шувалов считает, что геостатическое давление не имеет существенного влияния на про-

цесс образования аномально-высоких пластовых давлений. В этой работе и последующих (117,141,142) П.Е. Шувалов и В.З. Симхаев пишут, что главным источником и первопричиной аномально-высоких пластовых давлений являются неотектонические процессы. Эти исследователи отмечают, что "повышенные значения $P_{пл}/P_{гидрост}$ приурочены к наиболее нарушенным разрывным зонам... Тектонические процессы приводят к созданию новых и обновлению старых разломов, которые становятся путями вертикальной миграции флюидов". Это, в свою очередь, ведет к разгрузке давлений в нижних горизонтах и передаче их в верхние. Разгрузка давлений происходит циклично.

Представления А.К. Аникиева разделяют также В.Н. Крат и Н.М. Чуршина (66) в своей статье, посвященной природе пластовых давлений вод меловых отложений Яванской мегасинклинали. Мегасинклиналь расположена в центральной части Афгано-Таджикской впадины. Подземные воды на площадях Донгуз, Кызыл-Тумшук, Ак-Баш-Адыр, Кичик-Бель, Кара-Дум имеют пластовые давления, приближающиеся к геостатическому. Авторы объясняют это высокой неотектонической активностью. В результате новейших и современных вертикальных движений блоков фундамента происходит прорыв флюидов из нижележащих горизонтов. В то же время они пишут, что сохранению больших давлений способствуют разрывы.

В работе А.Т. Донабедова и Т.Л. Коровиной (38) принята попытка сопоставить параметры сейсмичности территории Чечено-Ингушской АССР и динамические параметры месторождений нефти и газа, в первую очередь, отношение пластового давления к гидростатическому в залежах меловых отложений (табл. 6). А.Т. Донабедов и Т.Л. Коровина нашли корреляционную связь между указанными параметрами. Она описывается следующим уравнением регрессии:

$$\frac{P_{пл.нач.}}{P_{усл.гидрост.}} = 2,812 - 0,0296\bar{n} - 0,0516K,$$

где \bar{n} - средняя плотность эпицентров землетрясений; K - логарифм энергии землетрясений. Коэффициент множественной корреляции равен $-0,894$.

Закономерности распределения пластовых давлений в Терско-Сунженской зоне исследованы довольно детально в

Таблица 6
Пластовые давления в залежах меловых отложений и плотность эпицентров землетрясений Чечено-Ингушской АССР

Месторождение	Возраст продуктивного горизонта	№ скважины	Глубина, м, залегания продуктивного горизонта	$P_{пл.нач.}$	$P_{пл.нач.}$		\bar{n}	К
					$P_{пл.нач.}$	$P_{усл.гидрост.}$		
Дагых	Нижний мел	7	2040	258	1,27	20	17,5	
Ахлово	Верхний мел	801	2676	473	1,77	5	15,5	
Хаян-Корт	Верхний мел	18	2150	335	1,56	8	16,5	
Серноводск	Верхний мел	4	3500	540	1,54	1,5	18	
Беной	Верхний мел	11	2850	387	1,36	10	17	
Горская	Верхний мел	34	2200	224	1,02	25	18	
Эльдарово	Нижний мел	12	3130	480	1,53	8	19	
Али-Юрт-Алхазово		46	3641	600	1,65	5	18,5	
Малгобек-Вознесенск		100	2805	495	1,76	8	19	
Карабулак-Ачалуки		750	2802	457	1,63	7	16,5	
Брагуны			2000	342	1,76	12	17,5	
			4185	695	1,66	4	20	

работе А.М. Никанорова и О.Б. Барцева (97). Они проанализировали возможность внедрения флюидов из майкопских отложений в процессе их уплотнения и пришли к выводу об отсутствии такой возможности. Величины напоров в этом случае были бы максимальными в наиболее погруженных участках территории, чего не наблюдается. В создании аномально-высоких пластовых давлений авторы отводят значительную роль активизации тектонической жизни региона, мощным подвижкам земной коры. "Роль геотектонического фактора продолжает оставаться одной из главных и на современном этапе формирования зоны аномально-высоких пластовых давлений", — пишут А.М. Никаноров и О.Б. Барцев.

В зоне аномально-высоких пластовых давлений установлены два типа гидродинамических разрезов. Первый характеризуется идентичностью по всем водоносным горизонтам мезозоя и свидетельствует о возможности их вертикального взаимодействия (месторождения Карабулак-Ачалуки, Серноводск). Ко второму типу отнесены разрезы с уменьшением напоров от верхнего мела к нижнему и юре, что свидетельствует об отсутствии между ними гидродинамической связи. Этот тип разреза установлен на месторождениях Малгобек-Вознесенск, Али-Юрт, Хаян-Корт, Заманкул.

Когда в специальной литературе обсуждается вопрос о связи тектонических движений и аномально-высоких пластовых давлений, то первый фактор считается причиной второго.

В работах М.К. Hubbert, W.W. Rubey (213, 280) аномально-высокие давления рассматриваются как фактор, вызывающий крупномасштабные горизонтальные перемещения осадочных пород. Когда поровое давление увеличивается до значения вертикальной нагрузки из-за отсутствия путей фильтрации для отжимающейся жидкости, эффективное напряжение на скелет будет равно 0. Вышележащая толща под влиянием возникшего в этих условиях бокового напряжения начнет перемещаться в горизонтальном направлении в обстановке весьма незначительного сопротивления, оказываемого силами трения.

Условия, в которых λ (отношение порового давления к геостатическому) может стать равной 1, определяются соотношением скоростей двух противоположных процессов: приложения горизонтального напряжения и рассасывания

давления путем отжимания жидкости из уплотняющегося осадка.

М.К. Hubbert и W.W. Rubey (213, 280) рассчитали теоретически, что давление 1020 атм, направленное горизонтально, на глубине 4422 м будет иметь примерно такое же действие, как и давление за счет вышележащей толщи, на уплотнение, проницаемость глинистых отложений и отжатие флюида из них. В надвиговом поясе Западного Вайоминга (США) распространены согласные со слоистостью нарушения, которые обнаруживают перемещения по горизонтали поперек пояса 80 км и более. Этот случай

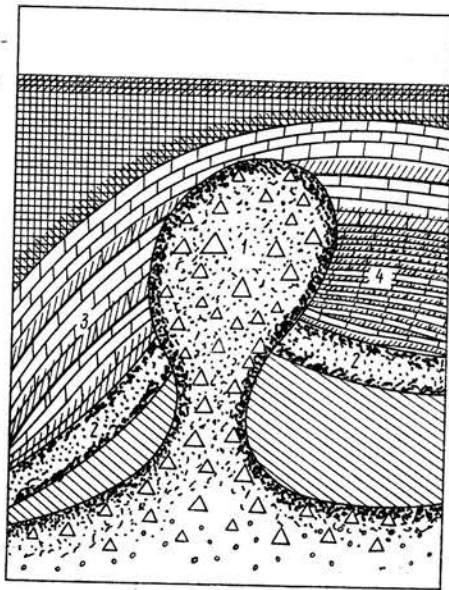
рассматривается как показательный пример действия аномально-высоких пластовых давлений на образование надвигов.

Аномально-высокие пластовые давления часто встречаются в областях развития соленосных фаций и, в частности, соляных куполов. Хотя прямой генетической связи между аномально-высокими пластовыми давлениями и соленосными отложениями пока не установлено, однако, роль пластичных, непроницаемых соленосных толщ, в том числе, и соляных куполов, как покрывок, способствующих сохранению давлений, несомненна. Ряд исследователей (207, 248 и др.) считают, что образование соляных штоков вызывается различием плотностей соли и перекрывающих ее отложений. Благодаря низкой плотности соль "всплывает", прорвав более плотные вышележащие породы. В виде интрузий она способна двигаться через них до тех пор, пока не наступит плотностное равновесие.

W.R. Matthews, W.A. Rehm, L.R. Loudon (248) полагают, что если осаждение соли происходит достаточно быстро и непосредственно на глинистый осадок, то соленосный пласт запечатывает пути фильтрации, и вода из глин не успевает отжаться, из-за чего и развивается аномально-высокое пластовое давление. Соль как порода не имеет скелета, поэтому давление вышележащей толщи в соленосном пласте одинаково передается во всех направлениях. Аналогичное действие, по мнению этих исследователей, оказывает карниз соляной интрузии (рис. 24). Такие условия характерны для бассейна Мексиканского залива, где широко развита соленосная толща Луанн.

K.L. Harkins и J.W. Baugher (207) приводят схематическое изображение того случая, когда тело соляного што-

Рис. 24. Соляной карниз, запечатывающий зону аномально-высокого давления: 1 - соляной купол; 2 - песчаник; 3 - зона гидростатического давления; 4 - зона высокого давления



ка покрыто глинистой оболочкой с аномально-высоким давлением (рис. 25). Оболочка образовалась предположительно вместе с внедрением соляного массива благодаря сходству физических свойств соли и глин. При сравнении двух последних рисунков обнаруживается, между прочим, что условия второго как бы отрицают идею, заложенную в первом рисунке. В самом деле, на рис. 25 показана возможность существования аномально-высокого пластового давления отнюдь не под соляным карнизом. Таким образом, вопрос о роли соляного тела в создании или поддержании аномально-высокого пластового давления еще далек от полного решения.

Как уже говорилось, генетическая связь зон аномально-высоких пластовых давлений и соляных интрузий неясна. Пространственная же их близость вызывает различные суждения об их взаимозависимости. Помимо описанных выше представлений и раньше их G. Dickinson (179) высказал предположение, что соляные штоки наряду с плоскостями сбросов играют роль экранов или запечатывающего элемента по отношению к зоне аномально-высокого давления, по крайней мере в условиях бассейна Мексиканского залива. Интересно здесь же отметить, что внедрения в перекрывающие отложения образуют не только соляные массы, но и глины. J. A. Gilreath (200) приводит характеристику пород глиняных диапиров. Так же, как и глинистые отложения с аномально-высоким давлением, породы интрузий обладают низким электрическим сопротивлением (0,5 ом/м), низкой плотностью (2,1-2,3 г/см³) и высо-

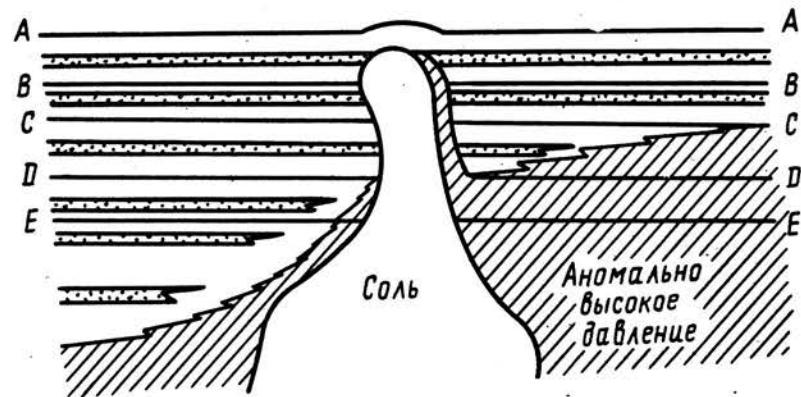


Рис. 25. Схематическое изображение соляного штока с глинистой оболочкой, имеющей аномально-высокое давление

ким градиентом давления (0,21 атм/м). Их происхождение, как и соляных интрузий, обусловлено меньшей плотностью по сравнению с плотностью перекрывающих толщ.

В целом ряде рассмотренных выше работ представления о тектонической природе аномально-высоких пластовых давлений выражены настолько неконкретно, что вызывают массу вопросов. Чаще всего идея высказывается в форме фиксирования зависимости между наблюдаемым тектоническим строением месторождения (наличием разрывных нарушений) и существованием аномально-высоких пластовых давлений в данных залежах. Отсутствие не только количественных расчетов, но и описания возможного механизма воздействия тектонических сил на создание аномально-высоких пластовых давлений - распространенный недостаток таких работ.

Слабым местом того варианта тектонической гипотезы, который рассматривает внедрение флюидов как причину повышения пластовых давлений, является отсутствие указаний конкретного источника флюидов. Залегают ли флюидоносные горизонты в осадочной толще, в магматических породах или же флюид поднимается из подкоровых глубин - остается неясным. Перечисленными недостатками страдают, прежде всего, первые работы, в частности касающиеся аномально-высоких пластовых давлений на месторождениях Азербайджана. Здесь, видимо, сыграло роль то обстоятельство, что фактического материала в достаточном

количестве еще не накопилось даже по какому-то конкретному региону. Недостатки такого рода в более поздних работах, безусловно, вызваны узко локальным подходом к проблеме, имеющей глобальные масштабы, что, впрочем, тоже связано с отсутствием достаточной информации в распоряжении авторов. В подавляющем большинстве рассмотренных работ для доказательства тектонического происхождения аномально-высоких пластовых давлений не были привлечены материалы геохимического и геофизического характера, которые дали бы ценную информацию. Поэтому работы, в которых содержатся идеи, лишенные доказательств, можно рассматривать лишь как констатирующие факт наличия аномально-высоких пластовых давлений в тектонически нарушенных регионах.

Имеется еще целый ряд работ так или иначе касающихся образования аномально-высоких пластовых давлений. Однако отсутствие в них каких бы то ни было доказательств излагаемой точки зрения, ее расплывчатость и неконкретность не позволяют рассматривать эти работы как вносящие полезную информацию в проблему происхождения аномально-высоких пластовых давлений. К такого рода статьям относятся, прежде всего, первые работы по данной теме. Часто авторы таких работ привлекают для объяснения происхождения аномально-высоких пластовых давлений все известные гипотезы, не подкрепляя ни одну из них доказательствами. Некоторые работы более позднего времени, к сожалению, также несут следы неопределенности, неконкретности основного содержания и бездоказательности основной идеи. Примером может служить работа Г.Н. Набиева и А.А. Ахундова (96), которые пишут, что наблюдающееся в настоящее время уменьшение с глубиной разности между пластовым давлением и условным гидростатическим свидетельствует о нарушении первоначального гидродинамического равновесия в залежах Нижнекуринской впадины. Если бы первоначальные условия сохранности залежей не были нарушены тектоническими движениями, то пластовое давление было бы функцией веса перекрывающих пород и физико-химических превращений нефти.

Другой пример представляет собой работа В.П. Сонич и Л.Г. Судат (121) "О причинах аномальных давлений и нефтеносности баженовской пачки". Авторы излагают три известные им точки зрения на происхождение аномально-высоких пластовых давлений и примыкают к двум первым

по методу исключения. Они пишут, что аномально-высокие пластовые давления в трещиноватых аргиллитах баженовской пачки (юрский возраст) на Салымском месторождении образовались вследствие гравитационного уплотнения и дробления молекул тяжелых углеводородов под влиянием высоких температур. Никаких доказательств ни первого, ни второго положений не приводится. Далее они пишут, что после образования трещин в баженовских отложениях в результате тектонических напряжений и заполнения их нефтью из терригенных пород тюменской свиты "дальнейшее погружение привело к изоляции скоплений нефти в трещиноватых зонах баженовских аргиллитов и созданию в них высоких пластовых давлений". С этим выводом трудно согласиться после того, как было высказано утверждение об образовании аномально-высоких пластовых давлений в результате гравитационного уплотнения.

Неясна также позиция по проблеме происхождения аномально-высоких пластовых давлений, изложенная Р.М. Талиповым (125) в статье, посвященной изучению аномально-высоких давлений на месторождениях Средней Азии. Автор излагает различные представления на природу аномально-высоких давлений, однако собственная его точка зрения остается неясной.

Авторы некоторых работ склонны объяснять происхождение аномально-высоких пластовых давлений в залежах изучаемого ими региона действием многочисленных факторов. Одной из таких работ является статья Л.Т. Лубениковой (81). В ней рассматриваются закономерности проявления и возможные причины возникновения аномально-высоких давлений в водоносных пластах Таджикской депрессии. Согласно фактическим данным, пластовое давление превышает условное гидростатическое в 1,14–2,10 раза (рис. 26). Л.Т. Лубеникова считает, что аномально-высокие пластовые давления в этом регионе могут быть обусловлены совокупным воздействием нескольких геологических факторов, главным из которых является уплотнение глинистых пород. Их суммарная мощность не превышает 700 м. Привлекая результаты других исследователей, автор доказывает, что глины претерпели стадию уплотнения, их мощность уменьшилась на величину от 50 до 206 м. Образование аномально-высоких давлений связывается с самим фактом уплотнения. Но уплотнение – естественный этап в истории любого осадка на пути превращения его в

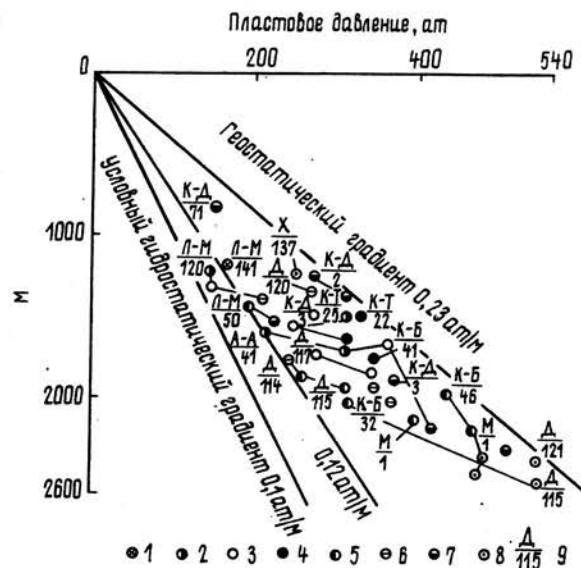


Рис. 26. График изменения anomalно-высоких пластовых давлений в разрезе верхнемеловых отложений Таджикской депрессии: 1 — нижний кампан; 2 — верхний сантон; 3 — нижний сантон; 4 — нижний сантон — верхний коньяк; 5 — нижний коньяк; 6 — верхний коньяк; 7 — турон; 8 — сеноман; 9 — в числителе название структуры, в знаменателе номер скважины; структуры: А-А — Акбаш-Адыр; Д — Донгуз; К-Б — Кичик-Бель; К-Д — Кара-Дум; К-Т — Кызыл-Тумшук; Л-М — Ляль-Микар; М — Миршады; Х — Хаудаг

породу. Видимо, в этом случае важно было доказать, что отжатые в процессе уплотнения флюиды где-то скопились и образовали anomalную обстановку. Этого в работе как раз и нет. Автор разделяет также точку зрения, высказанную М.С. Powers (269) относительно роли набухающих минералов в образовании anomalно-высоких пластовых давлений. История тектонического развития, в частности блоковое строение структуры Донгуз, приводит автора к мысли о том, что тектонический фактор также оказывает влияние на развитие anomalно-высоких пластовых давлений.

В качестве примера таких работ, где образование ano-

мально-высоких пластовых давлений в различных залежах одного региона объясняется различными причинами, можно привести две статьи. И.Г. Киссин (58), рассматривает причины гидродинамических аномалий в водонапорной системе Восточного и Центрального Предкавказья. При этом он полагает, что в меловых отложениях Терской и Сунженской областей anomalно-высокие пластовые давления вызываются тектоническим уплотнением залегающих выше майкопских глин, в Кумской зоне преобладающая роль принадлежит геостатической нагрузке, т.е. гравитационному уплотнению пород палеогена, а на больших глубинах в нижнемеловых и юрских горизонтах anomalно-высокие пластовые давления связаны с растворением зерен минералов под нагрузкой, цементацией и другими химическими процессами.

Другая работа такого рода написана Н.Е. Оводовым, И.М. Кубасовым и В.А. Саркисовым (103). Предметом исследования в ней являются anomalно-высокие пластовые давления в отложениях мезозоя платформенной части Средней Азии. Здесь известны 11 газовых и 1 нефтяное месторождение с anomalно-высокими пластовыми давлениями. Большинство из них расположено в юго-восточной части Чарджоусской ступени. Газовые залежи авторы относят к первой (нижней) структурной зоне К.А. Аникиева. Высокий гидродинамический потенциал юрского комплекса авторы объясняют другой причиной — влиянием новейшей тектонической активности, а также метаморфизацией и дегидратацией глубоко погруженных пород переходного комплекса пермо-триасового возраста. В нефтяной залежи на Южно-Иолотанской площади, приуроченной к внутрисолевым доломитам, давление, близкое к геостатическому, возникло за счет вертикальной миграции углеводородов из подсолевых юрских отложений сквозь эвапориты, как полагают авторы данной работы. А на Карабильской площади, где отложения юры отсутствуют и продуктивные горизонты готеривского возраста залегают на вулканогенно-осадочной толще пермо-триаса, залежь газа образовалась в результате миграции со стороны Северо-Бадхызского и Северо-Карабильского прогибов, где основной генерирующей толщей являются породы юры. Формирование залежи на данной структуре произошло только в конце кайнозоя. Не отрицается роль механического уплотнения осадков в формировании anomalно-высоких пластовых давлений в пределах Карабильской структуры.

Из тех работ, в которых о происхождении аномально-высоких пластовых давлений говорится попутно, где основной вопрос исследования относится к иной области геологии, можно упомянуть работу А.Н. Снарского (120), который считает, что в результате уплотнения, упругих деформаций пород, упругости нефти и воды, а также за счет увеличения температуры и тектонических усилий поровое давление увеличивается и становится значительно выше горного.

Глава III

ВРЕМЯ СУЩЕСТВОВАНИЯ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Некоторые исследователи решают вопрос о происхождении аномально-высоких пластовых давлений косвенным путем, рассчитывая время существования таких давлений в недрах. Один из первых расчетов сделан В.Ф. Линецким (78). Им рассмотрен теоретический случай со следующими параметрами: глубина залежи 2000 м, пластовое давление не более геостатического, объемный вес пород $2,3 \text{ т/м}^3$, мощность глинистой покрышки 100 м, коэффициент фильтрации для глин 10^{-7} м/сутки. Предложена формула $t = \frac{b}{k} \ln \frac{H_0 - h}{H - h}$, где b - мощность глинистой покрышки, k - коэффициент фильтрации глин; H_0 - аномальное давление; h - гидростатическое давление; H - текущее давление. Полученные результаты сведены в табл. 7.

Из табл. 7 следует, что в запечатанной на глубине 2000 м залежи длительность процесса снижения перепада давления до 0,01 от максимального его значения, т.е. практически до величины нормального гидростатического вследствие утечки воды через стометровую покрышку, не превышает 13 млн. лет. Автор подчеркивает, что эта цифра завышена, поскольку в толще глин коэффициент фильтрации значительно выше вследствие литологической неоднородности, трещин и других структурных особенностей грунта. Он полагает, что вследствие этого указанная цифра снизится на порядок. При этом глубина залежи не влияет на длительность рассасывания давления.

Таблица 7

Перепад давления, % от максимального	90	80	70	60	50
Время, тыс. лет	280	619	1000	1400	1910
Перепад давления, % от максимального	40	30	20	10	1,0
Время, тыс. лет	2520	3100	45000	6380	12 770

С.И. Сергиенко (113) произвел расчет времени снижения избыточного давления в верхнемеловой залежи нефти Карабулак-Ачалуки по формуле В.Ф. Линецкого. Оказалось, что давление в залежи снизится до 10% своей первоначальной величины, т.е. практически станет равным условному гидростатическому через 1,6 млн. лет.

Т.К. Калинин (54) считает, что "действительный коэффициент фильтрации пород на два-три порядка ниже той величины, которая была принята В.Ф. Линецким. Следовательно, продолжительность времени, необходимого для снижения в запечатанной залежи сверхнормального давления, минимум на один-два порядка больше, чем вычислено В.Ф. Линецким." А.Е. Гуревич (33) полагает, что предлагаемая В.Ф. Линецким формула неприменима к тем случаям, когда рассматривается замкнутая линза, где давление рассасывается за счет упругих запасов. Использование Линецким этой формулы привело к завышению результата в 20 000 раз.

В.И. Дюнин (48) рассчитал время существования аномально-высоких пластовых давлений, для тех же условий, которые были приняты А.Е. Гуревичем. Песчаная линза мощностью 50 м с коэффициентом фильтрации 5 м/сутки отделена двумя пачками глин мощностью 100 м каждая от выше- и нижележащих коллекторов. В подошве верхнего коллектора давление составляет 100 атм, у кровли нижнего - 125 атм. Избыточное давление в линзе возникло в результате мгновенного импульса и составило 300 атм. Коэффициент упругости пласта $2 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$. К этим параметрам В.И. Дюнин добавил коэффициент упругости глинистых отложений, равный $1 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$.

При коэффициенте проницаемости глин 10^{-9} дарси дав-

ление в линзе снизится до первоначального за 350 тыс. лет. Если принять во внимание, что коэффициент проницаемости в массиве глин больше, то это время в геологическом масштабе оказывается ничтожно малым. Таким образом, из анализа полученных данных автор делает вывод о том, что те аномально-высокие пластовые давления, которые наблюдаются в настоящее время, сформировались не более 20 000 лет назад и в любом случае не ранее четвертичного периода; в формировании аномально-высоких пластовых давлений не принимает участие геостатическое давление, так как скорость приращения внешнего давления несоизмеримо мала по сравнению со скоростью перераспределения давления в глинах (для приращения геостатического давления на 1 атм необходимо $4 \cdot 10^5$ лет при скорости осадконакопления 10^{-3} м в год и средней плотности пород $2,3 \text{ г/см}^3$). Аномально-высокое пластовое давление в относительно замкнутых частях коллектора не может формироваться за счет поступления воды из уплотняющихся глин, так как количество отжимаемой поровой воды является функцией геостатического сжатия.

Прямое отношение к вопросу о времени существования аномально-высоких пластовых давлений имеют так называемые "фоссилизированные" давления. Некоторые исследователи считают их причиной современных аномальных давлений. Подразумевается, что в прошлые геологические эпохи пласт имел соответствующее своему уровню давление. Впоследствии под действием тектонических движений он был поднят или опущен на новый уровень в условиях строгой изоляции. Если пласт был поднят и вышележащие породы претерпели эрозионный размыв, то налицо случай аномально-высокого давления. Если же пласт был опущен со "своим" первоначальным давлением, тогда возникает явление аномально-низкого давления. Эта гипотетическая схема излагается во многих работах как теоретически возможная причина отклонения величины пластового давления от гидростатического. Однако в природе практически неизвестно конкретных примеров, подтверждающих справедливость этой схемы.

Условия, удовлетворяющие требованиям данной схемы (надежная изолированность пластов, поднятие и интенсивная эрозия верхних горизонтов), имеются в Аппалачском бассейне (282). Однако здесь вместо ожидаемых аномально-высоких давлений в газовых залежах встречены в боль-

шинстве случаев аномально-низкие давления (табл. 8). W.L.Russel (282) подчеркивает, что пласты-коллекторы здесь имеют форму линзовидных тел, залегающих среди глинистых отложений. Приводимые им расчеты с целым рядом граничных условий могли бы объяснить происхождение аномально-низких давлений, если бы в данном регионе происходило опускание и накопление осадков после образования запечатанных пластов, однако здесь, напротив, преобладали поднятие и эрозия. W.L.Russel объясняет происхождение аномально-низких давлений в Аппалачском бассейне следующим образом. Вследствие поднятия и эрозии происходило уменьшение давления поровых флюидов в глинистых породах. Это снижение давления передавалось в смежные линзовидные песчаные пласты. При уменьшении нагрузки, снимаемой эрозией, происходило также увеличение объема порового пространства в сланцах и абсорбция воды глинистыми минералами. Уменьшение температуры способствовало минеральным преобразованиям глинистых пород и абсорбции вод из песчаных линз. В подтверждение такой возможности приводятся данные об отсутствии пластовых вод в большинстве залежей. В другой своей работе (109) он высказывает предположение о том, что поднимающиеся пласты-коллекторы испытывают упругое расширение, что также приводит к снижению пластового давления. W.L.Russel полагает, что аномально-высокие давления, которые наряду с низкими и нормальными известны в Аппалачском бассейне (табл. 8), возможно, представляют собой "фоссилизированные" давления. Их возникновение может быть связано и с сильно развитой складчатостью. Таким образом, как следует из работ W.L.Russel, один и тот же механизм в одном и том же регионе может привести к противоположным результатам, что само по себе сомнительно.

Аналогичная точка зрения на условия образования аномально-низких пластовых давлений, известных в Альберте (Канада), Нью-Мексико и Оклахоме (США), высказана P.A.Dickey на XXIV Международном геологическом конгрессе (175). Ловушки здесь, как и в Аппалачском бассейне, представлены линзовидными песчаными телами, окруженными глинистыми породами. P.A.Dickey в данном случае, как и W.L.Russel, предполагает, что аномально-низкие давления образовались в результате подъема отложений на новый уровень и сокращения мощности перекры-

Таблица 8

Градиенты пластового давления в залежах
Аппалачского региона

Месторождение и местоположение и пласт	Градиент пластового давления, атм/м
Известняк Гринбрайер, средний Миссисипий, Западная Виргиния	0,07
Песчаник и известняк Биг-Инджун, нижний и средний Миссисипий, Западная Виргиния	0,06
Все песчаники Миссисипия, кроме Биг-Инджун, Западная Виргиния	0,05
Верхнедевонские песчаники, кроме пластов в "Коричневых аргиллитах", Западная Виргиния	0,08
"Коричневые аргиллиты", девон, Западная Виргиния	0,03
Песчаник Орискани, слабо деформированный, нижний девон, Нью-Йорк	0,11
Песчаник Орискани и кремнистый сланец Онондага; нижний и средний девон, сильно деформированный, Пенсильвания	0,12
Песчаник Орискани и кремнистый сланец Онондага, слабо деформированные, нижний и средний девон, Пенсильвания	0,11
Песчаник Орискани и кремнистый сланец Хантервилл, нижний и средний девон, Западная Виргиния	0,10
Песчаник Ньюберг, верхний силур, Западная Виргиния	0,10
Песчаник нижний, силур, Нью-Йорк	0,07
Песчаник нижний силур, Огайо	0,07
Песчаник, нижний силур, Пенсильвания	0,07
Песчаник, нижний силур, Западная Виргиния	0,10

вающих пород. Освобождение от нагрузки привело к расширению пор в значительно большей мере, чем может расширяться выполняющая их вода.

Анализ представлений относительно "фоссилизированного" давления в недрах показывает, что схема, объясняющая возможность его существования, является умозрительной и фактическим материалом не подтверждается, даже таким обстоятельным, какой приводит W.L. Russel. Теоретические расчеты и анализ конкретного геологического материала свидетельствуют о невозможности существования аномально-высоких (и низких) пластовых давлений в течение длительного промежутка геологического времени, а следовательно, и сохранения унаследованных давлений в изолированном коллекторе при его перемещении на новые гипсометрические уровни.

Глава IV

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Необходимость своевременного выявления зон аномально-высоких пластовых давлений очевидна, поскольку они являются потенциальным источником аварий в процессе бурения. Наличие их определяет выбор методов вскрытия пласта. От надежности их прогнозирования зависит эффективность поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

В настоящее время при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений используется комплекс методов прогноза зон аномально-высоких пластовых давлений. Большинство методов разработано применительно к особенностям геологического строения нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива. Они успешно применяются при бурении в этом регионе. Как известно, осадочный чехол бассейна Мексиканского залива сложен в основном терригенными породами, в составе которых имеются неплотные глины большой мощности. Минерализация пластовых вод в интервалах высоких пластовых давлений понижена.

Классификация и описание методов прогноза и оценки пластовых давлений приводятся в работах W.J. Borel и R.L. Lewis (156, 157, 158, 159), W. Rehm (272), W.R. Matthews (244, 245), W.H. Fertl, D.J. Timko (185,

Методы прогноза и оценки аномально-высоких
пластовых давлений

293) и др. Все методы можно подразделить на 3 группы в зависимости от времени получения информации об аномально-высоких пластовых давлениях по отношению к бурению скважины: до начала бурения, в процессе бурения и после бурения. С учетом источника информации их также можно объединить в несколько групп (табл. 9). Первую составляет комплекс методов разведочной геофизики. Ценность этих методов определяется тем, что они дают возможность предварительного прогноза пластовых давлений до начала бурения скважины. Наиболее разработана система сейсмических исследований, которые применяются для определения изменений интервальной скорости волн с глубиной в зависимости от плотности пород. На основании изменения скорости сейсмических волн с известной точностью отбиваются литолого-стратиграфические границы (172). Неуплотненные глинистые породы с аномально-высоким пластовым давлением характеризуются уменьшением скорости пробега сейсмических волн по сравнению с расчетными величинами, которые известны для плотных пород. Эта особенность "инверсия скоростей сейсмических волн" используется для оценки глубины залегания зоны аномально-высоких давлений (рис. 27) и даже ориентировочного определения их величины. Степень отклонения скоростей сейсмических волн от нормальной тенденции прямо пропорциональна аномальности пластового давления. Обработанные статистически данные сейсмической разведки позволили дать предварительную оценку пластового давления и выбрать для бурения буровой раствор оптимальной плотности. Такая корреляция была выполнена для некоторых площадей бассейна Мексиканского залива и подтвердилась бурением 148 скважин (265).

E.V.Reynolds (273) сообщает, что сейсмическим методом была определена кровля зоны аномально-высокого пластового давления с точностью до ± 152 м и вероятностью 90%. На основании сейсмических данных в этом случае был заранее рассчитан удельный вес бурового раствора.

Недавно достоверность прогноза зон аномально-высоких пластовых давлений, сделанного по данным сейсмической разведки в различных нефтегазоносных районах, расположенных в 9 странах, была проверена на основе материалов, полученных после бурения 35 скважин (274). Результаты сопоставления подтвердили сравнительную надежность сейс-

Источник информации	Параметры	Время получения информации
1	2	3
Геофизические методы	Сейсморазведка Гравиразведка Магнитная разведка Электроразведка	До начала бурения
Буровые характеристики	Скорость проходки "d" -экспонента Модифицированная "d" -экспонента Уравнение скорости проходки Момент вращения бурильного инструмента Увеличение нагрузки на крюке Распределение пористости по разрезу	Во время бурения
Буровой раствор	Содержание газа Изменение удельного веса циркулирующего глинистого раствора Выбросы Определение концентрации хлоридов Определение давления на выкиде бурового насоса Определение уровня глинистого раствора в резервуаре Измерение скорости циркулирующего потока Закрытие ствола Новые химические и физические методы	Во время бурения

1	2	3
Шлам	Определение плотности глины по шламу Фактор глин (примесь монтмориллонита) Электрическое сопротивление Увеличение количества шлама на вибросите Форма и размер обломков Новые химические и физические методы	Во время бурения
Каротаж	Электрическое сопротивление Проводимость Коэффициент глинистости пласта Изменение минерализации Акустический каротаж Плотностной каротаж Нейтронный каротаж Импульсный нейтронный каротаж Ядерный магнитный резонанс Скважинная гравиметрия	После бурения
Прямые методы определения давления	Бомбы давления Опробование пластоиспытателем Опробование спускаемыми приборами в скважину	После испытания и заканчивания скважины

мических методов прогноза (табл. 10). Для определения глубины залегания кровли зоны anomalно-высоких давлений и оценки величины давления по данным сейсморазведки строился график зависимости времен прихода сейсмических волн от глубины в полулогарифмическом масштабе. Он имеет вид диаграммы усредненного акустического каротажа. Оценка величины порового давления с помощью этого графика может быть сделана при допущении, что эффективная нагрузка на скелет породы в зо-

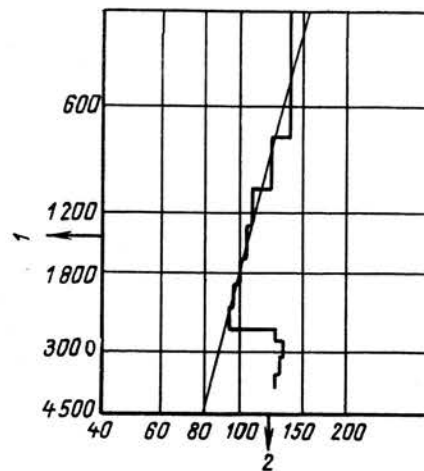


Рис. 27. Изменение скорости пробега сейсмических волн в кровле зоны anomalно-высокого пластового давления (глубина около 2600 м). Масштаб логарифмический: 1 - глубина, м; 2 - время пробега сейсмических волн, мксек/фут

не anomalно-высокого давления равна аналогичной нагрузке на глубине нормального уплотнения пород с тем же временем прихода волн.

Поэтому $P_B = S_B(D_B) - \sigma_A(D_A)$, где P_B - давление на глубине D_B ; S_B - градиент геостатического давления на глубине D_B ; σ_A - напряжение на скелет на глубине D_A . Это выражение может быть использовано для грубой оценки пластового давления на разведочных площадях.

Проверка сделанных по данным сейсморазведки прогнозов бурением показала, что точность определения глубины нахождения зон с anomalно-высоким давлением достигает в 60% случаев ± 150 м и в 70% - ± 300 м. Величина давления, выраженная через удельный вес бурового раствора, в 52% случаев была определена с точностью $\pm 0,23$ г/см³, в 75% случаев $\pm 0,34$ г/см³ (274). Следует, однако, отметить, что применение этого метода при прогнозировании зон развития anomalно-высоких пластовых давлений сильно осложняется в условиях крутопадающих пластов, присутствии в разрезе сбросов и несогласий. Что касается применения других методов разведочной геофизики, то пока изучаются их потенциальные возможности, и использование их при определении зон развития anomalно-высоких пластовых давлений носит экспериментальный характер.

Решение проблемы успешного безаварийного бурения в условиях anomalно-высоких пластовых давлений во мно-

Таблица 10

Сопоставление данных о глубинах залегания зон аномально-высоких пластовых давлений и величинах давлений по материалам сейсморазведки и бурения

Скважина	Глубина кровли зоны аномально-высокого давления, м		Величина пластового давления в пересчете на удельный вес глинистого раствора, г/см ³	
	предсказанная	истинная	предсказанная	истинная
1	2	3	4	5
1	3873	3812	2,09	1,80
2	Нет	Нет		
3	Нет	Нет		
4	1372	1220	1,68	2,10
5	1890	2010	1,44	1,75
6	1220	1586	1,38	1,11
7	1140	1220	1,20	1,17
8	1220	1220	1,93	1,80
9	Нет	Нет		
10	Нет	800	1,08	< 1,20
11	810	Нет	1,80	1,07
12	690-810	550-893	< 1,20	1,13
13	1470	1700	1,96	1,80
14	1250-1900	1754	1,20-1,32	1,20
15	2745	2684		1,44
16	1372	1490		1,14
17	Нет	Нет		
18	1270	1433	1,56	1,11
19	Нет	Нет		
20	1525-2440	915-2226	< 1,32	1,38
21	1830	1800	1,33	1,47
22	2592	2516	2,04	2,04
23	2257	1068-2318	1,38	1,51
24	1270	2500		1,73
25	2380	1860	1,32	1,41
26	1525	1220	1,52	1,44
27	Нет	Нет		
28	1525	1400	1,20	1,14
29	2105	1982	1,40	1,40

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
30	2440	1525	1,36	2,09
31	Нет	Нет		
32	1830	1763	1,32	1,33
33	1372	1460	1,38	1,17
34	Нет	Нет		
35	Нет	Нет		

гом зависит от того, насколько быстро и точно будет обнаружена переходная зона. Опыт бурения показывает, что вскрытие переходной зоны сопровождается изменением многих параметров бурения и эти изменения можно контролировать на поверхности. Значительная часть методов прогноза и оценки аномально-высоких пластовых давлений основана на регистрации наблюдаемых на поверхности изменений, которые претерпевают в переходной зоне такие параметры, как комплекс буровых характеристик (скорость проходки и др.), буровой раствор и шлам. Широко развитая система такого рода наблюдений успешно используется на месторождениях бассейна Мексиканского залива и в других регионах, сходных по своему геологическому строению.

Скорость проходки - это параметр, который постоянно регистрируется в процессе бурения скважины. Однако влияние на него зоны аномально-высоких давлений установлено сравнительно недавно. J.R. Jorden и O.J. Shirley (221) разработали методику определения пласта аномально-высокого давления путем интерпретации механической скорости бурения. J.M. Forgotson (194) показал, что увеличение скорости проходки в глинистой толще минимум на 200% является надежным признаком наличия пласта с аномально-высоким давлением. J.L. Kennedy (225) считает, что механическая скорость проходки в переходной зоне возрастает в 3-4 раза.

Однако на практике такое простое правило не всегда применимо, поскольку на скорость бурения оказывают влияние степень износа долота, образование "сальников" (налипание разбуриваемой породы на долото), удельный вес бурового раствора и т.д. В этом некоторые недостатки и ограничения данного метода определения зон аномально-высоких пластовых давлений.

Способ "d"-экспоненты разработан J.R.Jorden и O.J.Shirley (221). Этот способ определения зон аномально-высоких давлений основан на взаимозависимости ряда параметров: скорости проходки, нагрузки на долото, его размера и скорости вращения ротора при условии, что другие параметры, влияющие на скорость проходки, остаются постоянными. Способ "d"-экспоненты предназначен для того, чтобы учитывать механические скорости при изменении различных параметров, определяющих эффективность бурения. Значение "d"-экспоненты является функцией сработанности долота. Оно определяется по формуле:

$$d = \frac{\log \frac{R \text{ (м/ч)}}{18N \text{ (об/мин)}}}{\log \frac{26,4W \text{ (кг)}}{10^6 D \text{ (дюйм)}}},$$

где R – скорость проходки; N – скорость вращения; W – нагрузка на долото; D – диаметр долота. К недостаткам способа "d"-экспоненты относится необходимость проверки вычислений после бурения каждого трехметрового интервала и построение кривой вручную.

Модификация уравнения "d"-экспоненты дала возможность на практике с большой точностью заранее выбрать удельный вес бурового раствора для вскрытия зоны аномально-высоких пластовых давлений.

В недавно вышедшей работе показаны возможности использования модифицированной "d"-экспоненты (307). Автором разработаны графический и аналитический методы определения пластовых давлений с применением показателей бурения при минимальном объеме вычислений. Характерной чертой усовершенствованной методики является возможность использования ее при разбуривании не только песчано-глинистых, но и карбонатных отложений.

Уравнение скорости проходки предложено для того, чтобы установить зависимость между пластовым давлением и забойным (170). Оценка постоянных коэффициентов производится путем регрессионного анализа данных о механической скорости по нескольким скважинам. Как известно, буримость глин при стандартных условиях уменьшается с глубиной в связи с большей их уплотненностью. Скорость их проходки возрастает с увеличением

порового давления в глинах, вызванного их недоуплотнением. Предлагаемое уравнение дает возможность определить скорость проходки с отклонением до 29%. Если известны другие параметры, то находят величину порового давления. Главный недостаток этого способа состоит в том, что точность его определяется целиком литологическим составом пород. В частности, присутствие в глинах примеси известкового материала сильно снижает точность метода, а зачастую не позволяет вообще его использовать.

Способ определения зон аномально-высоких давлений с использованием данных о моменте вращения бурильного инструмента также пригоден только при проходке пластичных глин. Он основан на том, что в условиях, когда давление в пласте оказывается выше, чем в стволе скважины, пластичные глины будут вытекать в ствол. Диаметр ствола станет меньше, чем диаметр долота и момент вращения резко увеличится. Этот способ часто используется для подтверждения показаний о давлении, полученных другими методами.

Если в скважине существуют условия неуравновешенности, ствол скважины постепенно закрывается при уменьшении диаметра. В этом случае долото с трудом протаскивается через часть ствола с сокращенным диаметром. Нагрузка на крюке увеличивается по сравнению с той, когда буровой инструмент находится в подвешенном состоянии (157). Однако увеличение нагрузки на крюке может также наблюдаться при образовании "сальника" на долоте, образовании желоба в стволе, большом угле наклона ствола и т.д. Поэтому применение данного метода при выявлении аномально-высоких пластовых давлений должно контролироваться другими методами.

Ряд исследователей (226, 311) рекомендует при прогнозировании зон развития аномально-высоких пластовых давлений использовать данные о распределении пористости по разрезу скважины в процессе бурения. В частности А.Т. Bourgoyne (160) разработал новый графический метод определения пластов с аномально-высоким давлением непосредственно в момент вскрытия пласта. Им предложена математическая модель буровой скважины с учетом того влияния, которое оказывают на скорость проходки нагрузка на долото, его диаметр, скорости вращения ротора, износ долота и пластовое давление. По этим данным

строится номограмма для определения пласта с аномально-высоким давлением, а также диаграмма кажущейся плотности глин, на которой пласт с аномально-высоким давлением определяется посредством сопоставления нормальной и аномальной опорных линий глин. Каждая из последних линий соответственно характеризует нормальную и аномальную тенденции к уплотнению.

Обширную информацию о пластовом давлении дает изучение параметров глинистого раствора в процессе бурения. Одной из причин увеличения газосодержания в глинистом растворе может быть аномально-высокое давление во вскрытом интервале разреза. Однако возможны и другие источники поступления газа в буровой раствор. Газ, например, может выделяться из шлама при подъеме последнего на поверхность и т.д. Поэтому необходимо найти причину высокой газонасыщенности глинистого раствора, прежде чем утяжелять его.

Уменьшение удельного веса циркулирующего глинистого раствора также может быть показателем аномально-высокого пластового давления. Выбросы являются прямым доказательством того, что скважина вскрыла зону аномально-высокого пластового давления.

В переходной зоне увеличиваются не только пластовое давление, скорость проходки, но также и пластовая температура (185, 219, 228). Для измерения температуры разработан ряд методов. Один из них заключается в постоянных замерах температуры в выкидной линии глинистого раствора (185). Повышение геотермического градиента часто служит показателем приближения к зоне аномально-высоких пластовых давлений. Вместе с тем нужно помнить, что повышение температуры вызывается также влиянием соляных куполов, скоростью спуско-подъемных операций. временем циркуляции глинистого раствора.

Если глинистый раствор приготовлен на пресной воде, то поступление соленой пластовой воды в ствол скважины приведет к увеличению содержания хлоридов в фильтрате глинистого раствора. Поэтому ряд исследователей считают целесообразным контролировать концентрацию хлоридов в буровой жидкости (157, 244).

Контроль за давлением на выкиде бурового насоса необходим для того, чтобы избежать выброса. Этот контроль основан на эффекте U-образной трубки, вызываемом поступлением менее плотной жидкости в затрубное простран-

во. Любой признак поступления воды является указанием на появление условий неуравновешенности, что является очень важным для предупреждения возможных выбросов (201).

Прослеживание уровня глинистого раствора в резервуаре с помощью специальных датчиков позволяет заметить поступление жидкости в скважину на самой ранней стадии и также предотвратить выброс.

Измеряя скорость циркулирующего глинистого раствора, поступающего из затрубного пространства, можно заметить поступление посторонней жидкости в скважину раньше, чем поднимется уровень в отстойном резервуаре. Бурение в недоуплотненных глинах ведет к закрытию ствола скважины в результате проявления пластических деформаций глин. Это явление обнаруживается не только по увеличению нагрузки на крюке при подъеме инструмента, но и по уменьшению нагрузки во время спуска.

Что касается упомянутых в табл. 9 новых геохимических и геофизических методов, то они находятся еще в стадии разработки (189).

Измерение плотности глин по шламу ценно в том отношении, что таким способом можно получить сведения о появлении в разрезе пластов с аномально-высоким давлением. W.A. Boatman (154) вывел эмпирическую зависимость между плотностью глины и относительным пластовым давлением, выраженным через удельный вес глинистого раствора (рис. 28). Построив график, выражающий зависимость плотности глин от глубины, можно найти нормальную тенденцию уплотнения. Отклонения от нее будут указывать на присутствие в разрезе недоуплотненных глин, т.е. интервалов с аномально-высоким давлением. Недостатки этого метода связаны с трудностью получения на поверхности шлама в достаточном количестве и хорошего качества.

Б.Л. Александров (2) предлагает методику оценки пластовых давлений по результатам петрофизических исследований глин. Сущность ее заключается в том, что по данным анализа керна, шлама или геофизических исследований скважин определяются истинные петрофизические параметры глин (пористость, плотность, удельное электрическое сопротивление или электропроводность, интервальное время распространения акустических волн, рассеянное γ-излучение). Так как при геофизических исследова-

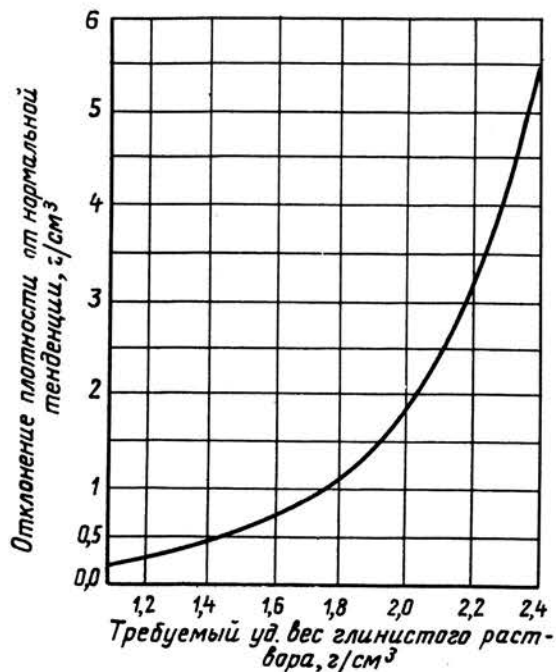


Рис. 28. Зависимость между удельным весом глинистого раствора и плотностью вскрываемых глинистых пород

ниях скважин получают кажущиеся значения параметров, то по последним необходимо предварительно найти их истинные значения путем введения поправок, учитывающих влияние скважины. Истинные геофизические параметры приводятся к одинаковой температуре, минерализации растворов и т.д. Затем строятся графики изменения приведенных истинных геофизических параметров или других петрофизических свойств в зависимости от глубины залегания. На графиках устанавливаются интервалы нормального изменения параметров и выделяются зоны аномально-высоких пластовых давлений. Для глубины, для которой рассчитывается давление, находят эквивалентную (равновесную на рис. 3) глубину. На обеих глубинах эффективные напряжения скелета равны между собой. Эти величины выражаются через зависимость от горного и пластового давлений. Последнее вычисляется из составленного на этих предпосылках уравнения.

Среди недостатков предлагаемого метода в первую очередь нужно указать на необоснованность применения зависимости между горным (геостатическим) давлением, эффективным напряжением на скелет и пластовым давлением.

Следующий параметр, определяемый как фактор глин, основан на содержании в глине монтмориллонита. Увеличение содержания этого минерала в глине уменьшает ее плотность и является косвенным признаком аномально-высокого давления в соответствующем интервале разреза. Этот метод часто применяется для подтверждения правильности выполненных другими способами определений плотности глины (157).

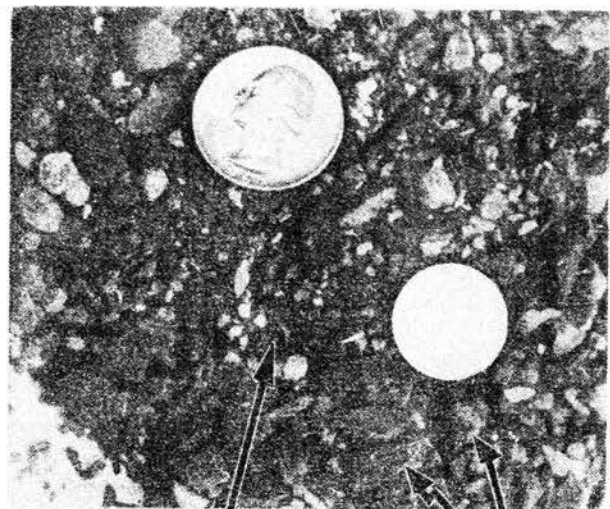
Измерение сопротивления глин в шламе лабораторным способом предложено W.J.Borell и R.L.Lewis (158). Однако, по мнению самих же авторов, это достаточно трудоемкий способ, что осложняет применение его в повседневной практике.

Опыт показывает, что когда долото входит в переходную зону и скорость проходки увеличивается, это приводит к увеличению количества глины в шламе. По мере того, как долото проникает все глубже в недоуплотненные глины, пластические деформации породы будут вызывать некоторое уменьшение диаметра ствола выше долота. При наличии перепада давления, направленного в сторону ствола скважины, куски породы будут отваливаться со стенок скважины. Если скорость проходки увеличивается благодаря условиям неуравновешенности, то на вибросите появляются скопления шлама. В переходной зоне форма обломков угловатая, куски породы неокатанные, обычно оскольчатой удлиненной формы (244) (рис. 29, 30). Количество шлама на вибросите зависит от длины проходки ниже точки равновесного бурения, величины перепада давления, направленного в сторону скважины, и количественного прироста скорости проходки.

В связи с той большой ролью, которую играет переходная зона как предшествующая зоне аномально-высоких пластовых давлений становится понятным интерес к ней и с теоретической точки зрения.

Единой закономерности перехода в разрезе от нормального гидростатического давления к аномальному не найдено.

G.Dickinson (178) пишет, что в одних случаях давле-

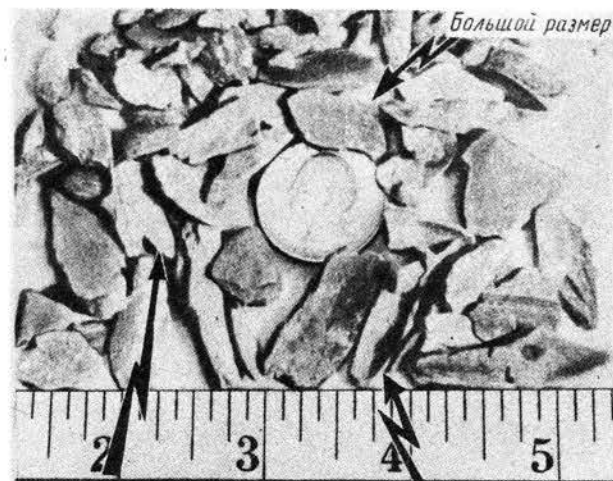


Небольшие
размеры

Закруглённые края,
несколько остроугольных
обломков

Рис. 29. Размер и форма частиц шлама из зоны нормального пластового давления

ние увеличивается (при бурении) внезапно, как в Айове и на месторождении Манилла-Вилладж, или более постепенно, как на месторождениях Чалкли, Суат-Ронов и Ла-Пилл. Однако использование постепенного увеличения удельного веса бурового раствора показывает, что все-таки существует нерезкий переход, если покрывкой является глинистая толща, как в бассейне Мексиканского залива. В том случае, когда зона аномально-высокого пластового давления перекрывается плотными хомогенными породами, постепенного перехода от одних условий к другим не наблюдается. Зона аномально-высоких пластовых давлений вскрывается при бурении неожиданно. Такие условия существуют в одной из внешних солянокупольных впадин бассейна Мексиканского залива, где плотные ангидриты и карбонатные породы перекрывают песчаные и карбонатные отложения свиты Смаковер и Норфлет (юра), содержащие флюид с аномально-высоким пластовым давлением (264). Этот факт наводит на мысль о том, что хомогенные породы являются лучшими покрывками, чем глинистые. Переходная зона выделяется хорошо на каро-



Угловатые и острые края

Закругленные края

Рис. 30. Размер и форма частиц шлама из переходной зоны

тажных диаграммах. Вообще, в скважинах бассейна Мексиканского залива интервал высокого давления может быть разделен на 3 зоны (276): 1) запечатывающая, представленная плотными известковистыми сланцами (аргиллитами); 2) переходная зона и 3) зона аномально-высокого давления. Первая зона представляет собой барьер проницаемости и разделяет отложения с гидростатическим давлением от разреза с высоким давлением. Ее мощность колеблется от десятков до первых сотен метров. Переходная зона может охватывать интервал свыше 300 м или быть совсем маломощной. Теоретический вопрос о переходной зоне обстоятельно рассмотрен в работе R.E.Champan (167). Он пишет: "Бурение из зоны нормального давления в зону аномального давления показало, что имеется переходная зона, внутри которой давление флюида увеличивается со скоростью, большей, чем скорость увеличения геостатического давления" (рис. 31). Это изменение скорости увеличения давления с глубиной не может быть объяснено действием веса вышележащей толщи, т.к. оно превышает геостатический градиент. Объясняется это явление перетоками флюида из зоны аномального давления, от тех отложений, которые не находятся в

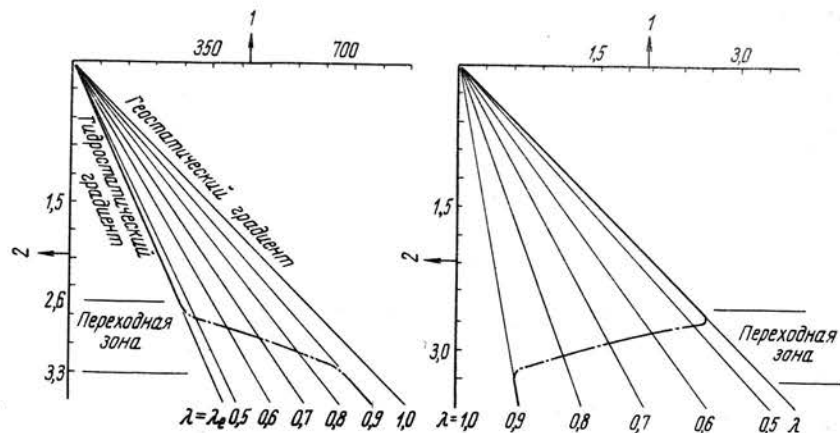


Рис. 31. Изменение порового давления с глубиной: 1 - давление, кг/см^2 ; 2 - глубина, км

Рис. 32. Изменение равновесной глубины с глубиной: 1 - равновесная глубина, км; 2 - истинная глубина, км

состоянии равновесного напряжения, в зону нормального давления и равновесного напряжения. Кровля переходной зоны является подошвой зоны равновесного состояния. В переходной зоне, по данным плотностного и акустического каротажа, плотность глин уменьшается, а пористость их увеличивается. В пределах этой зоны претерпевает изменение еще один параметр (рис. 32). W.W. Rubey и M.K. Hubbert (213, 280) ввели понятие "равновесная глубина". Это воображаемая глубина (Z_e), на которой эффективное напряжение твердой фазы (σ) в породе с нормальным гидростатическим давлением будет равно эффективному напряжению твердой фазы в породах на глубине (Z) с аномальным давлением флюида. Равновесная глубина представляет собой оценку максимальной глубины погружения, на которой порода прекращает испытывать состояние равновесного напряжения под действием веса вышележащей толщи.

Особенности переходной зоны месторождений Вахско-го прогиба рассмотрены С.Л. Ореховым и М.А. Вахитовым (105, рис. 22). Они указывают, что "с одной стороны, переходная зона является той крышкой, которая сдерживает распространение аномально-высоких пластовых давлений в вышележащие горизонты и принимает на себя основной перепад давления, а с другой стороны, эту зону

можно назвать зоной разгрузки аномально-высоких пластовых давлений. Мощность переходной зоны (сложенной глинами) в рассматриваемом регионе колеблется от 50 до 250 м (рис. 22) и прирост пластового давления составляет от 70 до 200 кг/см^2 , т.е. на 1 м глубины приходится до 4 кг/см^2 . Если сравнить эти цифры с теми, которые могут быть получены из рис. 31, то оказывается, что прирост давления в переходной зоне в первом случае будет значительно меньше, поскольку мощность зоны здесь больше, она составляет 760 м. Таким образом, мощность переходной зоны или вообще само ее существование в том или ином районе зависит от характера перекрывающих пород, их мощности и литологии.

В вертикальном профиле изменения пластового давления К.А. Аникиев (9) выделяет ореол вторжения над залежью с аномально-высоким пластовым давлением. Ореол вторжения в глинистой толще-покрышке имеет принципиально иное происхождение по сравнению с тем, которое вытекает из гипотезы уплотнения. Образование его связано не с недоуплотнением глин, а с разуплотнением их под действием флюидов, внедряющихся из нижезалегающей залежи углеводородов с аномально-высоким пластовым давлением. Под влиянием внедрения глинистые породы покрышки разуплотняются и подвергаются интенсивному прогреванию, в них появляются признаки метасоматических новообразований и т.д. Процесс бурения скважин через ореол вторжения сопровождается теми явлениями, которые установлены при проходке переходной зоны. По существу переходной зоне соответствует ореол вторжения К.А. Аникиева.

Одним из важнейших источников информации для прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений являются данные геофизических исследований, проводимых в скважинах для изучения вскрытых ими пород и выявления в последних различных полезных ископаемых. Эти исследования, называемые обычно каротажем скважин, выполняются различными методами. Каротаж скважин представляет собой измерение или запись каких-либо параметров, характеризующих физические свойства горных пород, пересекемых скважиной. Измерения производятся с помощью прибора или, иначе говоря, зонда, опускаемого в скважину на конце кабеля. В зависимости от физических свойств изучаемых при каротаже скважин различают такие виды

(или методы) каротажа, как электрический, радиоактивный, магнитный, термический, акустический и др. Измеренные значения электрических, радиоактивных, магнитных, термических, акустических и др. свойств пород передаются на поверхность, где они записываются в виде кривых или каротажных диаграмм по мере подъема или спуска инструмента в скважине.

Каротажные диаграммы не дают таких полных сведений по литологии, минералогии, петрографии и палеонтологии пройденных скважиной пород, которые могут быть получены при изучении керна. Однако в нефтегазовой промышленности в настоящее время отбор керна крайне ограничен. Им обычно бывает охарактеризовано 5–10% глубины скважины. Информацию об остальных 90–95% глубины каждой скважины получают почти исключительно из материалов каротажа. Данные каротажа характеризуют без перерыва разрезы всех скважин, а не только их отдельные интервалы. Они объективны и воспроизводимы.

Почти все методы каротажа позволяют получить информацию о величине пластовых давлений. Интерпретация данных каротажа основывается на изучении отклонений от нормальных условий. О пластовых давлениях судят по степени аномальности кривых (рис. 33).

В ходе стандартного электрического каротажа измеряется сопротивление среды, окружающей инструмент. Пласты с нормальным давлением обычно характеризуются постоянным увеличением сопротивления глин с глубиной и отражают рост степени уплотнения пород в этом направлении (295). С.Е. Hottman и R.K. Johnson (211) заметили, что сопротивление глин снижается с увеличением градиента пластового давления. Этот факт отражает повышение водонасыщенности (пористости) глин в зоне аномально-высоких пластовых давлений. Этими исследователями построен график зависимости между градиентом давления и отношением сопротивлений глин в условиях нормального и аномально-высокого пластовых давлений. Слабой стороной данной методики является неучет минерализации и температуры пластовой воды. Влияние температуры частично учитывается в методике, предложенной В.М. Добрыниным и Ю.А. Лимбергером (37).

В.А. Серебряков (114) сообщает об искажении величины удельного электрического сопротивления в пределах глинистой покрышки над залежью с аномально-высоким

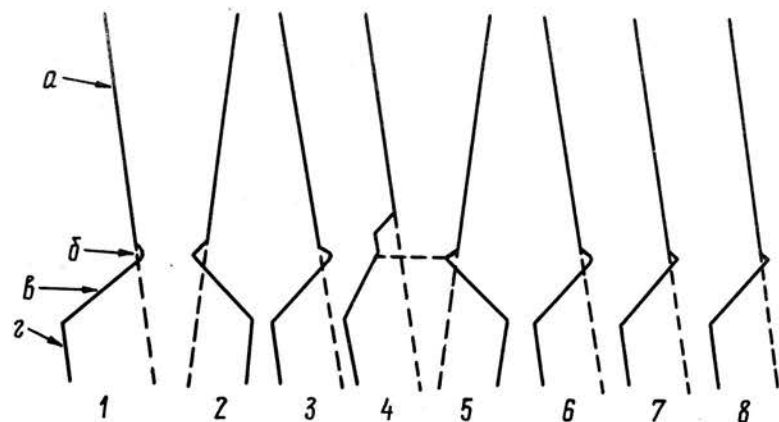


Рис. 33. Характер изменения различных параметров глин в зоне аномально-высокого пластового давления: 1 – удельного сопротивления; 2 – проводимости; 3 – коэффициента глинистости; 4 – минерализации; 5 – времени пробега сейсмоволны; 6 – плотности; 7 – насыщенности пласта водородом; 8 – показателя импульсного нейтронного каротажа; а – линия изменения параметров в условиях нормального уплотнения; б – запечатывание; в – переходная зона; г – зона аномально-высокого пластового давления

пластовым давлением (Салымское месторождение). Вопреки известной закономерности, при замере в этой зоне удельного электрического сопротивления его величина оказалась в 1,5 раза больше по сравнению с найденной для нормально уплотненных глин. В то же время по данным нейтронного гамма-метода здесь отмечается аномально-высокое пластовое давление. Исследование этого вопроса позволило выяснить, что искажение значения удельного сопротивления вызвано повышенной нефтенасыщенностью (40–80%) пород над залежью нефти. Пластовая нефть по трещинам проникла в глинистые породы, перекрывающие залежь.

Следует заметить, что в данном случае материалы каротажа мало информативны при выявлении зон аномально-высоких пластовых давлений. Во-первых, высокая нефтенасыщенность пород (до 80%) свидетельствует о том, что нельзя провести здесь четкую границу между коллектором и крышкой и во-вторых, в исследуемом разрезе анализируемый интервал сложен не недоуплотненными глинами, а трещиноватыми аргиллитами.

При индукционном каротаже электрическая энергия передается породами путем электромагнитной индукции. Возникающие при этом электродвижущие силы регистрируются на поверхности в качестве параметра проводимости. Переход к зоне аномально-высокого пластового давления на каротажных диаграммах фиксируется ростом проводимости пород (глин), что объясняется повышенным содержанием в них воды и увеличением их пористости (235, 302). Этот показатель, так же как и предыдущий, зависит от минерализации и температуры пластовой воды.

J.В. Foster и H.E. Whalen (195) установили зависимость между коэффициентом глинистости пород и аномально-высокими давлениями. При расчетах допускалось, что поровые растворы глин имеют ту же минерализацию, что и воды в соседних песчаных пластах. Эта методика позволяет увязывать колебания сопротивления глины с колебаниями сопротивления воды, поскольку сопротивление глины считается единственной функцией уплотнения. Эти исследователи вывели уравнение пластового давления. Главное возражение против предложенной методики вызывает принятое ими допущение об одинаковой минерализации поровых вод глин и песчаников, поскольку такой аналогии в природе не наблюдается даже в бассейне Мексиканского залива, на основании материалов по которому они разработали свою методику.

C.E. Hottman и R.K. Johnson (211) разработали метод выявления пластов с аномально-высоким давлением по времени пробега звуковой волны в глине. Известно, что пористость глин в условиях нормального уплотнения уменьшается с глубиной. Эта тенденция определенным образом фиксируется на диаграммах акустического каротажа. Зоны аномально-высоких давлений (и пористости) отмечаются увеличением времени пробега звуковой волны. Этот метод в сочетании с электрокаротажем находит успешное применение при прогнозировании и оценке аномально-высоких пластовых давлений как в старых, так и в новых нефтегазоносных районах. Так, в высоких широтах Северного моря обоснованное прогнозирование аномально-высоких пластовых давлений было осуществлено в результате проведения электро- и акустического каротажа 22 скважин. Поскольку нормальное поведение кривых каротажных диаграмм для этого района в разрезе глубоко залегающих отложений еще не было известно, пришлось решать эту проб-

лему с привлечением данных о характере уплотнения верхних горизонтов (210). Сопоставление полученных таким образом сведений с кривыми электрического сопротивления и скорости пробега звуковой волны показывает отклонение от нормальной тенденции на глубине около 1200 м (рис. 34). Эта глубина как раз и соответствует кровле зоны аномально-высокого давления в этом районе.

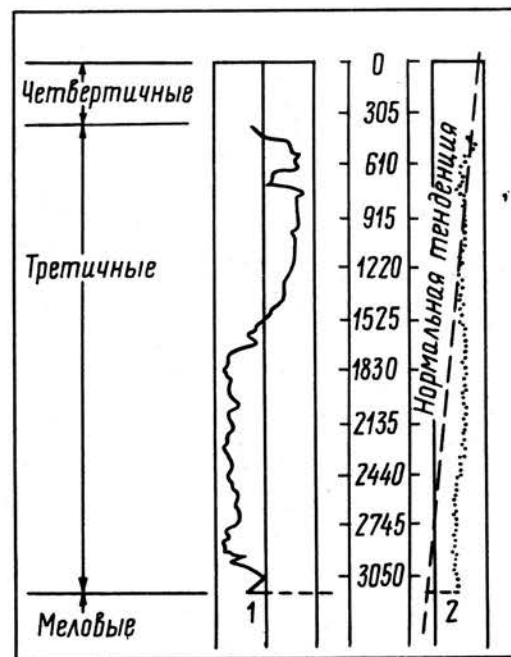


Рис. 34. Поведение кривых электрического сопротивления (1) и скорости пробега звуковой волны (2) в одной из скважин Северного моря

Следует, однако, заметить, что не всегда данные акустического каротажа оказываются надежными при прогнозировании зон развития аномально-высоких давлений. Иногда изменение физических свойств глинистых пород в процессе бурения может привести к увеличению времени пробега акустических волн, что при интерпретации можно ошибочно истолковать в качестве признака аномально-высокого давления. С другой стороны, примесь в глинах известковистого материала может явиться причиной погрешности при определении по материалам акустического каротажа пластового давления в сторону его уменьшения (273).

Определение аномально-высокого пластового давления

по данным плотностного каротажа в основном идентично методам, базирующимся на акустическом и электрокаротаже (152, 153, 203). Плотность глинистых пород с нормальным поровым давлением постепенно увеличивается с глубиной, отражая нормальные условия уплотнения. Отклонение от этой тенденции свидетельствует об аномально-высоких пластовых давлениях. W.A. Boatman (154) вывел эмпирическую зависимость для расчета удельного веса бурового раствора по разнице плотностей глин (рис. 28).

При нейтронном каротаже определяется водородосодержание пласта. Этот метод выявления аномально-высоких давлений также основан на использовании явления увеличения пористости и водонасыщенности в зонах аномально-высокого пластового давления. Однако практика показывает, что для количественной оценки этот вид каротажа наименее пригоден.

Принцип действия импульсного нейтронного каротажа состоит в том, что нейтронный генератор бомбардирует породу нейтронами с энергией 14 Мэв с определенной частотой импульсов. В интервале между импульсами при помощи детектора гамма-лучей (счетчик Гейгера) производят два измерения с интервалом в несколько сот микросекунд. Таким путем измеряется поперечное сечение захвата тепловых нейтронов породой и содержащимися в ней флюидами. Преимущество этого метода перед предыдущим состоит в том, что на него практически не влияет цементное кольцо и обсадные трубы.

В основе метода ядерного магнитного каротажа лежит измерение магнитного поля исследуемых пород. Магнитное поле в породе наводится с помощью источника энергии и индукционной катушки. Катушка затем отключается и в ней измеряется напряжение, наведенное прецессией водородных ядер. Величина этого напряжения является мерой количества и конфигурации ядер водорода в породе. Время, необходимое для реориентации водородных ядер в соответствии с магнитным полем Земли связано с типом флюида, содержащим эти ядра.

Следует указать на возможность использования данных скважинной гравиметрии для прямой оценки плотности пород в зонах развития аномально-высоких пластовых давлений. Однако, вопреки ожиданиям, первые результаты, полученные с помощью скважинного гравиметра, показали, что плотность глин в зоне аномально-высокого пла-

стового давления не уменьшается. Большое число замеров было сделано на одной из площадей в бассейне Мексиканского залива (220). Возможно, это обусловлено влиянием известкового материала, содержащегося в глинистых породах, плотность которых измерялась. Поэтому необходимы дальнейшие исследования в этом весьма перспективном направлении.

В последнее время предложен ряд новых методов прогноза аномально-высоких пластовых давлений. Эти методы основаны на учете изменений таких параметров, которые подвержены воздействию повышенных давлений: концентрация бикарбонатов в поровых водах, окислительно-восстановительный потенциал и показания рН шлама, цвет поровых вод из глинистых пород и распределение определенных ионов в водных вытяжках из шлама.

Лабораторными исследованиями образцов керн установлена более высокая концентрация иона HCO_3^- в поровых водах из интервалов с аномально-высокими пластовыми давлениями по сравнению с поровыми водами покрывающих их толщ с нормальным давлением (284). Это рекомендуется учитывать при прогнозировании зон развития аномально-высоких пластовых давлений. Целесообразным считается также изучение рН и Eh пород в процессе бурения, цвета водной вытяжки из глинистых пород, ионов Cl^- , SO_4^{2-} , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} в поровых растворах (297). Однако на указанные выше показатели могут влиять тип глинистого раствора, изменения окружающих пород на забое в процессе бурения и ионный обмен между шламом и глинистым раствором при движении шлама к устью скважины, а также изменения давления и температуры в ходе бурения. Все это сильно затрудняет интерпретацию полученных результатов.

Интересный метод определения величины пластового давления, в частности аномально-высокого, предложен М.Ф. Ситниковым (119). В основе его лежит зависимость, по которой скелетное напряжение породы представляет собой разность между нагрузкой за счет веса вышележащих толщ и пластовым давлением (принцип K. Terzaghi). Если флюид находится под аномально-высоким пластовым давлением, то скелетное напряжение уменьшается. Величину напряжения на скелет можно определить по методике, предложенной автором, основанной на том, что скелет породы способен "запомнить" наибольшее эффективное на-

ряжение, "пережитое" им. Получив опытным путем эту величину, можно рассчитать современное пластовое давление в интервале взятия образца. М.Ф. Ситников считает, что таким образом можно установить природу аномально-высоких пластовых давлений. И поскольку при расчетах максимальной величины давления учитывается только геостатическая нагрузка, определяемая таким способом "природа аномально-высоких пластовых давлений", естественно, связывается с геостатическим давлением.

Несомненно, внутри пласта существуют более сложные зависимости между теми параметрами, которые используются при расчетах и вряд ли воздействие среды на пласт ограничивается только зависимостью между этими величинами. Кроме того, непонятно, почему в истории породы не будет максимальной та нагрузка, которая существовала в период гидростатического пластового давления, т.е. до возникновения аномально-высокого пластового давления с соответствующим уменьшением скелетного давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенный материал по аномально-высоким пластовым давлениям позволяет сделать ряд выводов. Достоверность их, естественно, отражает современную степень изученности этого интересного и важного в теоретическом и практическом отношении природного явления.

1. Аномально-высокие пластовые давления в недрах известны в настоящее время во всех типах нефтегазоносных бассейнов и в отложениях всех стратиграфических систем. Они встречаются в платформенных нефтегазоносных бассейнах так же широко, как и в геосинклинальных.

2. На современном этапе изучения аномально-высокие пластовые давления фиксируются в недрах отдельных месторождений или нескольких месторождений одного региона. В каждом случае их образование чаще всего связывается с влиянием какого-либо геологического фактора. Выбор последнего определяется особенностями геологического строения месторождения или региона, где установлены аномально-высокие пластовые давления. Доминирующими факторами в образовании аномально-высоких пластовых давлений считаются уплотнение глинистых пород, темпера-

турный фактор недр, диагенез глинистых пород, явление осмоса и различные тектонические процессы.

3. Гипотеза, связывающая образование аномально-высоких пластовых давлений с гравитационным уплотнением глинистых пород, базируется на представлении об их чисто механическом гравитационном уплотнении и не учитывает диагенетических преобразований, которым подвергается осадок в процессе превращения его в породу. Одним из основных ее положений является необходимость существования в разрезе нефтегазоносных бассейнов монотонных мощных глинистых толщ, в интервалах которых происходит образование аномально-высоких пластовых давлений. Однако на практике даже в "классических" районах развития аномально-высоких пластовых давлений, на основе изучения которых и была разработана гипотеза уплотнения, в разрезе глинистых толщ встречаются пласты-коллекторы, нарушающие их монотонность. Возражение также вызывает правомочность применения закона Дарси в предлагаемой этой гипотезой схеме образования аномально-высоких пластовых давлений и использование представления о характере распределения давлений в флюидонасыщенной породе, согласно которому давление флюида в порах определяется разностью между весом вышележащей толщи и эффективным напряжением на скелет породы.

4. Несомненно, существует связь между аномально-высокими (и низкими) пластовыми давлениями и геотермическим режимом недр. Необходимы дальнейшие исследования для выяснения роли температурного фактора в образовании аномально-высоких пластовых давлений

5. Влияние катагенетического преобразования пород на формирование аномально-высоких пластовых давлений пока еще изучено недостаточно. Тем не менее, можно констатировать, что на распределение давлений в недрах и сохранение их на достаточно высоком уровне этот фактор оказывает значительное влияние.

6. Имеющиеся в настоящее время данные исследований, в том числе и результаты моделирования, по изучению роли сил осмоса в образовании аномально-высоких пластовых давлений не позволяют констатировать наличие прямой связи между минерализацией поровых и пластовых вод и величиной пластовых давлений в недрах. Видимо, на характер взаимоотношения этих параметров оказывают влияние особенности геологического строения района, ко-

торые способны в значительной степени завуалировать взаимовлияние двух рассматриваемых факторов, несомненно, имеющее место в природе. Поэтому нет оснований утверждать, что осмос является единственной или одной из главных причин образования аномально-высоких пластовых давлений.

7. На сохранность аномально-высоких пластовых давлений и отсюда их величину оказывают влияние экранирующие свойства пород-покрышек. Основываясь на том факте, что переходная зона существует в глинистых покрышках и отсутствует в покрышках хемогенного состава, можно заключить, что хемогенные покрышки, особенно те из них, которые сложены ангидритами и каменной солью, обладают лучшими экранирующими свойствами.

8. Теоретические расчеты и анализ конкретного геологического материала свидетельствуют о невозможности существования аномально-высоких (и низких) пластовых давлений в течение длительного промежутка геологического времени, а следовательно, и сохранения унаследованных ("фоссилизированных") давлений в изолированном коллекторе при его перемещении на новые гипсометрические уровни.

9. В настоящее время при прогнозировании зон аномально-высоких пластовых давлений используется ряд геологических, геофизических и геохимических методов. Возможности и ограничения этих методов определяются главным образом особенностями геологического строения изучаемого района. Надежность прогноза во многом зависит от того, насколько быстро и точно будет обнаружена переходная зона, в интервале которой наблюдается изменение многих параметров пород и заключенных в них флюидов, которое можно зафиксировать геологическими, геофизическими и геохимическими методами. Мощность переходной зоны или вообще само ее существование в том или ином районе зависит от характера пород, перекрывающих интервал с аномально-высокими пластовыми давлениями, их мощности и литологии, т.е. определяется особенностями геологического строения района.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агаларов М.С., Агаджанян Е.И., Халилов Э.Д. О начальных пластовых давлениях VII горизонта ПТ и связи их с тектоническим строением антиклинальной зоны. "Уч. зап. Азерб. ин-т нефти и химии", 1973, сер. 9, № 7.
2. Александров Б.Л. Определение и прогнозирование аномально-высоких пластовых давлений геофизическими методами. Тематич. науч.-техн. обзоры, ВНИИОЭНГ, сер. геол., 1973
3. Алексин А.А. Подземные воды в прибортовых зонах Северо-Каспийского бассейна и связанная с их формированием нефтегазоносность. "Сов. геология", 1963, № 9.
4. Алиев А.К. О пластовых давлениях в недрах нефтяных месторождений. "Азерб. нефт. х-во", 1953, № 11
5. Алиев А.И., Керимова А.А., Аскерова Т.В. Оценка коллекторов глубоко залегающих продуктивных горизонтов среднего плиоцена Апшеронской нефтегазоносной области. "Геол. нефти и газа", 1973, № 9 [РЖГео, 1973, 12K233]
6. Алиев А.И., Полоудин Г.А., Рачинский М.З. Особенности геологического строения и условия формирования газовых и газоконденсатных залежей месторождений Дуванный-море. "Азерб. нефт. х-во", 1969, № 11, [РЖГео, 1970, 5K169].
7. Аникиев К.А. О неотектонической природе аномально-высоких пластовых давлений в нефтяных и газовых месторождениях альпийских геосинклинальных областей. "Докл. АН СССР", 1963, 152, № 5
8. Аникиев К.А. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л., "Недра", 1964, Тр. ВНИГРИ, вып. 233

9. Аникиев К. А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л., "Недра", 1971
10. Ахмедов А. М., Алиев А. И., Джафаров Р. Р., Липсиц Ю. М., Меликов О. Г. Термобарические условия размещения залежей углеводородов в Южно-Каспийской впадине. "Азерб. нефт. х-во, 1973, № 11
11. Бабалян Г. А. О факторах, обуславливающих аномально-высокие начальные давления в пластах. "Тр. Нефт. экспедиции АН АзССР", 1953, 1
12. Бахтин В. В. Об аномалиях физических свойств в глинистых покрывках над нефтегазовыми залежами с АВПД. "Нефтегаз. геол. и геофиз" (текущ. инф. ВНИИОЭНГ), 1971, № 14
13. Бахтин В. В., Мартиросова А. О., Фридман Д. Н. О практическом значении эффекта разуплотнения глинистых покрывок над нефтегазовыми залежами с АВПД. "Нефтегаз. геол. и геофиз. (ЭИ, ВНИИОЭНГ)", 1973, № 22
14. Бегметов Э. Ю., Пашковский В. Н., Солопов Г. С., Маркушев Ф. Н. О фильтрационных и реологических свойствах продуктивных горизонтов с АВПД некоторых газоконденсатных месторождений Западного Узбекистана: В сб. "Геол. нефт. и газ. месторож. Зап. и Южн. Узб." Вып. 7. Ташкент, 1972 [РЖГео, 1973, 10К166]
15. Белый Н. И. О начальных пластовых залежах нефти и газа Камбейского бассейна. "Нефтегаз. геол. и геофиз". (Теущ. инф. ВНИИОЭНГ), 1969, № 18
16. Блох А. М. О соответствии свойств связанной воды минеральных систем и воды при повышенных температурах. "Литология и полезные ископаемые". Изд-во АН СССР, 1970, № 5
17. Блох А. М., Симоненко В. Ф., Пантелеев В. М. Об экспериментальной оценке растворяющей способности связанной воды минеральных систем. "Изв. высш. учебн. заведений. Геол. и разведка", 1973, № 4
18. Брод И. О., Васильев В. Г., Высоцкий И. В., Кравченко К. Н., Левинсон В. Г., Львов М. С., Оленин В. Б., Соколов Б. А. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., "Недра", 1965
19. Бунеев А. Н., Крюков П. А., Ренгартен Е. В. Опыт выделения растворов из осадочных горных пород. "Докл. АН СССР", 1947, 57, № 7
20. Бурштар М. С., Назаров Д. А. О происхождении аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) на молодых платформах. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1973, № 11 [РЖГео, 1974, 3К186]
21. Валуконис Г. Ю., Ходьков А. Е. Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов. Изд-во Ленингр. ун-та, 1973
22. Вассоевич Н. Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. "Новости нефт. техники", сер. геол. 1960, № 4
23. Вассоевич Н. Б., Москалев Н. П., Серегина А. М., Соколов Б. А. Температура нефтеобразования. Изд-во Саратовск. ун-та, 1970 [РЖГео, 1971, 9К129]
24. Вахитов М. А., Орехов С. Л. К вопросу о природе образования АВПД в Вахшской зоне. "Рт. Всес. н.-и. геол. разв. нефт. ин-т", 1971, вып. 116 [РЖГео, 1972, 5К147]
25. Волков А. М. Аномально-высокие пластовые давления. "Тр. Зап.-Сиб. НИГНИ", 1968, вып. 8
26. Гезалов Ф. А. О природе аномально-высоких давлений в месторождениях Северо-Восточной Сахары. "Докл. АН АзССР", 1973, 29, № 8 [РЖГео, 1974, 6К263]
27. Геодекян А. А. Геолого-геохимические особенности нефтеобразования в Южно-Каспийской впадине. "Недра", 1968
28. Геология нефти. Справочник под ред. И. В. Высоцкого. "Недра", 1968
29. Глумаков П. В., Ольховский А. И., Саркисян В. С. О газовых залежах Амударьинской нефтегазоносной области с аномально-высокими пластовыми давлениями. "Нефтегаз. геол. и геофиз." (Текущ. инф. ВНИИОЭНГ), 1969, № 11
30. Гончаров Э. С., Кулибакина И. Б. Роль смешивания вод различной солености в формировании газовых залежей и факторы, обуславливающие создание аномально-высоких пластовых давлений в соленосных бассейнах. "Литология и полезные ископаемые". 1972, № 2 [РЖГео, 1972, 9К123]
31. Губкин И. М. Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтегазоносностью этой области. ОНТИ НКТП СССР, 1934
32. Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф. Формирование залежей

- нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. "Геол. нефти и газа", 1974, № 5
33. Гуревич А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов. "Недра", 1969
 34. Двали М.Ф., Аникиев К.А. Теоретические и практические аспекты изучения залежей нефти и газа с аномальными пластовыми давлениями. "Геол. нефти и газа", 1966, № 6 [РЖГео, 1966, 11K129]
 35. Джибути С.С. Геотермические условия подземных вод Западно-Туркменского нефтегазоносного бассейна. М., Изд-во АН СССР, 1962
 36. Дильбази З.Г., Баба-Заде Ф.А., Абилов И.А., Вакулин А.Н., Тагиев Ш.М. К вопросу изучения сверхвысоких пластовых давлений на месторождении Кюрсангя. "Нефтепромысловое дело" (Текущ. инф. ВНИИОЭНГ), 1971, № 12
 37. Добрынин В.М., Лимбергер Ю.А. Определение аномально-высоких пластовых давлений по электрометрическим данным. "Нефт. х-во", 1971, № 10 [РЖГео, 1972, 1K260]
 38. Донабедов А.Т., Коровина Т.Л. Изучение соотношений сейсмичности и динамических параметров месторождений нефти и газа. "Изв. АН СССР. Сер. "Физика земли", 1973, № 4
 39. Дурмишьян А.Г. Значение аномально-высоких пластовых давлений при поисках газовых и газоконденсатных залежей. "Газовая пром-сть", 1961, № 7 [РЖГео, 1962, 8Д337]
 40. Дурмишьян А.Г. О генезисе грязевых вулканов в свете новых данных. "Изв. Высш. учебн. заведений. Нефть и газ", 1961, № 12 [РЖГео, 1962, 8Д301]
 41. Дурмишьян А.Г. О перспективах открытия крупных газовых залежей в областях развития грязевого вулканизма. "Изв. высш. учебн. заведений, Нефть и газ", 1962, № 3
 42. Дурмишьян А.Г. О проявлениях аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) в процессе глубокого разведочного бурения в Восточном Азербайджане. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1969, № 8
 43. Дурмишьян А.Г. О сингенетической и эпигенетической природе аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) в недрах. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1973, № 3 [РЖГео, 1974, 2K185]
 44. Дурмишьян А.Г., Аббасова Р.К., Мурадян В.М. О природе АВПД в миоцен-палеогеновых отложениях Азербайджана. "Азерб. нефт. х-во", 1972, № 2 [РЖГео, 1972, 7K179]
 45. Дурмишьян А.Г., Халилов Н.Ю. Аномально-высокие пластовые давления на площадях Бакинского архипелага и причины их возникновения. "Геол. нефти и газа", 1972, № 8 [РЖГео, 1972, 11K170]
 46. Дурмишьян А.Г., Мурадян В.М., Рачинский М.З., Аббасова Р.К., Асланов В.Д., Зульфугар С.М., Камилова Т.Р. Рекомендации по направленным поискам газовых и газоконденсатных залежей на основе закономерностей развития аномально-высоких пластовых давлений (Азербайджан и Грузия). М., 1973
 47. Дурмишьян А.Г., Халилов Н.Ю. Новые данные по уплотнению глинистых пород продуктивной толщи Бакинского архипелага. "Геол. нефти и газа", 1973, № 9 [РЖГео, 1974, 1K143]
 48. Дюнин В.И. О времени существования аномально-высоких пластовых давлений. В сб. "Взаимодействие поверхност. и подзем. стока". Вып. 1. Моск. ун-т, 1973 [РЖГео, 1974, 5K225]
 49. Еременко Н.А., Милешина А.Г. Фильтрация нефтей через глинистые породы. "Новости нефт. и газ. техники. Геология", 1961, № 9
 50. Еременко Н.А., Неручев С.Г. Первичная миграция в процессе погружения и литогенеза осадков. "Геол. нефти и газа", 1968, № 9 [РЖГео, 1969, 7K104]
 51. Зильберман В.Н., Литвин И.И., Шехтман Л.И. О связи залежей нефти и газа с гидрогеологическими и геотермическими аномалиями на Николаевском месторождении. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1972, № 6, [РЖГео, 1972, 11K195]
 52. Зорькин Я.М., Лыков Е.А. Бурение первых поисковых скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений. "Узб. геол. ж.", 1969, № 1 [РЖГео, 1969, 6Л63]
 53. Иванов А.К. Аномальные пластовые давления в газовых залежах внешней зоны Предкарпатского передового прогиба. Время их формирования. "Докл. АН УССР, сер. В", 1968, № 6

54. Калинин М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. "Недра", 1964
55. Калятин О.А., Кучерук Е.В. Роль температурного фактора в формировании аномально-высоких пластовых давлений. В сб. "Процессы развития земной коры и полезные ископаемые Днепровско-Донецкой впадины". Раздел 2. Киев - Полтава, 1968 [РЖГео, 1970, 1К177]
56. Капченко Л.Н. О некоторых причинах аномально-высоких пластовых давлений. "Геол. нефти и газа", 1964, № 7
57. Киссин И.Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн. "Наука", 1964
58. Киссин И.Г. Гидродинамические аномалии в водонапорной системе (на примере Восточного и Центрального Предкавказья). "Бюл. Моип. Отд. геол.", 1965, 40, № 2
59. Киссин И.Г. Гидродинамические аномалии в подземной гидросфере. М., 1967
60. Киссин И.Г. О типах гидродинамического режима в подземной гидросфере. "Докл. АН СССР", 1967, 175, № 5
61. Клубова Т.Т. Результаты изучения влияния давления на бентонитовые глины и некоторые особенности их генезиса. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1965: № 12 [РЖГео, 1966, 5И71]
62. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. "Недра", 1973
63. Колодий В.В. Гидродинамические и палеогидродинамические условия отложений Западно-Туркменской впадины. "Сов. геология", 1966, № 2
64. Колодий В.В. Гидрогеологические условия нефтегазоаккумуляции в восточной части Южно-Каспийской области. В кн. "Генезис нефти и газа", М., "Недра", 1967
65. Корнев Г.П. Нефтепроизводящие толщи в разрезе мезозоя и кайнозоя и некоторые литологические аспекты их изучения. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1973
66. Крат В.Н., Чуршина Н.М. Природа пластовых давлений подземных вод меловых отложений Яванской мегасинклинали. "Докл. АН ТаджССР", 1970, № 12 [РЖГео, 1971, 8К328].
67. Кропоткин Н.И., Валяев В.М. О природе аномально-высоких пластовых давлений нефтяных и газовых месторождений". Изв. АН СССР. Сер. геол.", 1965: № 11 [РЖГео, 1966, 3К136]
68. Крюков П.А., Жичкова А.А. Физико-химические явления, связанные с выделением растворов из горных пород. В кн. "Современное представление о связанной воде в породах. М., Изд-во АН СССР, 1963
69. Крюков П.А., Комаров Н.А. Исследование растворов почв, илов и горных пород. В кн. "Доклады VI Международному конгрессу почвоведов. 2-я комиссия. Химия почв". М., Изд-во АН СССР, 1956
70. Крюков П.А., Жичкова А.А., Ренгартен Е.В. Изменение состава растворов, отжимаемых из глин и ионообменных смол. "Докл. АН СССР", 1962, 144, № 6
71. Куренков О.В. Оседание земной поверхности и деформации пластов при разработке нефтяных и газовых месторождений. В кн. "Совершенствование методов маркшейдерских работ и геометризация недр". М., "Недра", 1972
72. Кушнарев М.В., Пашковский В.Н., Бегметов Э.Ю. Солопов Г.С., Ягудин С.З. Прогноз проявления в Бухаро-Хивинской области. В сб. "Геол. нефт. и газ. месторождений Зап. и Южн. Узбекистана". Вып. 7. Ташкент, 1972
73. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. "Тр. ВНИИГРИ", вып. 327, Л., "Недра", 1974
74. Лачков А.Г., Рябоконь С.А. Признаки зон аномально-сжатых пород с высоким пластовым давлением. "Нефт. х-во", 1972, № 2 [РЖГео, 1972, 6Л73]
75. Леворсен А.И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат. 1958
76. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. "Мир", 1970
77. Линевский А.А. Природа больших пластовых давлений. "Азерб. нефт. х-во", 1955, № 7
78. Линецкий В.Ф. Аномальное пластовое давление как критерий формирования нефтяных залежей. В кн. "Проблемы миграции нефти и формирование нефтяных и газовых скоплений", М., Изд-во АН СССР, 1959

79. Линецкий В. Ф. Гидрогеологическое значение больших избыточных давлений в закрытых структурах. "Тр. I Украинского гидрогеологического совещания", 1961, 1
80. Линецкий В. Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. Киев, "Наукова думка", 1974
81. Лубенникова Т. Л. Условия образования АВПД в верхнемеловых отложениях Таджикской депрессии. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1973, № 9 [РЖГео, 1974, 1К162]
82. Ляхович П. К. О формировании Анастасиевско-Троицкого месторождения нефти и газа. "Геол. нефти и газа", 1967, № 3 [РЖГео, 1967, 10К90]
83. Ляхович П. К. О термоупругом режиме как одной из причин аномально-высокого пластового давления. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1972, № 8 [РЖГео, 1973, 4К183]
84. Марьенко Ю. И., Постников В. Г. Причины аномально-высокого пластового давления в залежах нефти осинского горизонта на Марковском месторождении "Нефтегаз. геол. и геофизика", 1967, № 10
85. Мелик-Пашаев В. С. О природе больших пластовых давлений в области развития грязевого вулканизма. "Азерб. нефт. х-во", 1949, № 9
86. Мелик-Пашаев В. С. Аномально-высокое давление в нефтяных и газовых месторождениях. "Газ. пром-сть", 1956, № 8
87. Мелик-Пашаев В. С. О механизме передачи горного давления нефтяным и газовым залежам. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1964, № 6
88. Мелик-Пашаев В. С., Степанов А. И., Терещенко Ю. А. О природе аномально-высоких пластовых давлений в юрских отложениях Салымского месторождения. "Геол. нефти и газа", 1973, № 7 [РЖГео, 1973, 11К]
89. Мельников Ю. А. О роли аномальных пластовых давлений в формировании газонефтяных залежей. "Геол. нефти и газа", 1967, № 9
90. Меркулов А. В., Янкевич М. А. К вопросу о природе пластовых давлений в верхнемеловых нефтяных залежах Чечено-Ингушской АССР, "Тр. ГрозНИИ", 1961, вып. IX, 211-217
91. Мехтиев Ш. Ф., Геодекян А. А., Алиев А. И., Липсиц Ю. М., Джафаров Р. Р. Влияние термодина-

- мических параметров недр на распределение залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине. "Изв. АН СССР. Сер. геол.", 1973, № 2
92. Мехтиев Ш. Ф., Симхаев В. З. Об аномальных давлениях Нижнекуринской впадины (на примере месторождения Кюровдаг). "Докл. АН АзербСССР, 1971, 27, № 9 [РЖГео, 1972, 8К148]
93. Микуленко К. И. Оценка влияния трещиноватости пород на нефтегазоносность. "Тр. Сиб. НИИ геол. геофиз. и минер. сырья", 1974, вып. 180
94. Мовсумов А. А., Халилов Н. Ю., Садыгов С. Х., Варганов Б. Н., Сафаров В. А. Определение величины аномально-высоких пластовых давлений и некоторые причины их формирования на площади Булла-море (в порядке обсуждения). "Азерб. нефт. х-во", 1973, № 6 [РЖГео, 1973, 12К259]
95. Мухин Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков. М., "Недра", 1965
96. Набиев Г. И., Ахундов А. А. Природа начального пластового давления в Нижнекуринской впадине АзербСССР. "Нефтегазов. геол. и геофизика" (Текущ. инф. ВНИИОЭНГ), 1970, № 4
97. Никаноров А. М., Барцев О. Б. Закономерности распределения пластовых давлений в Терско-Сунженской зоне. "Сов. геология", 1973, № 8 [РЖГео, 1973, 12К258]
98. Николаев В. М. Пластовые давления в верхнемеловых отложениях Черных гор и Передовых хребтов. "Тр. Грозн. нефт. н-и ин-та", 1960, вып. 8
99. Новак В. Ф. Геолого-тектонические предпосылки обнаружения аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) в газонефтяных залежах Пермского Приуралья. "Тр. Всес. н.-и. геологоразвед. нефт. ин-т. Камск-отд.", 1973, вып. 23 [РЖГео, 1974, 5К226]
100. Новосилецкий Р. М. Аномально-высокие пластовые давления в коллекторах Предкарпатья. "Нефт. и газ. пром-сть", 1961, № 1
101. Новосилецкий Р. М. Условия формирования нефтяных и газовых залежей Предкарпатья. В кн. "Генезис нефти и газа", М., 1967
102. Новосилецкий Р. М., Федорцов И. М. Связь пластовых давлений и глубинных температур с нефтегазоносностью Крыма. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1969, № 3 [РЖГео, 1969, 12К265]

103. Оводов Н.Е., Кубасов И.М., Саркисов В.А. О природе АВПД в мезозое платформенной части Средней Азии. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", 1973, вып.9
104. Онческу Н. Геология Румынской Народной Республики. М., Изд-во ин. лит., 1960
105. Орехов С.Л., Вахитов М.А. Распределение пластовых давлений с глубиной и природа образования АВПД на примере Вахшского прогиба Афгано-Таджикской депрессии. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", 1974, вып.2
106. Пецюха Ю.А., Черногалов В.В. Начальные пластовые давления в девонских отложениях юго-восточного склона Воронежского свода. "Тр. ВНИИНПП", Волгоград, 1965, вып. 8
107. Погребенко В.И. Опыт исследования нефтяных скважин с аномально-высоким пластовым давлением "Нефтепромысловое дело" (Науч.-техн.сб.ВНИИОЭНГ), 1967, № 1
108. Поляков Г.А. О проявлении геостатического давления при бурении разведочной скважины. "Бурение" (Науч.-техн. сб. ВНИИЭНГ), 1967, № 2
109. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. Перев. с англ. Л., Гостоптехиздат, 1958
110. Романов П.Г., Галин В.Л., Подгорнова Т.С. К вопросу о природе пластовых давлений в верхнемеловом карбонатном комплексе Терско-Сунженской нефтеносной области. "Нефтегаз. геол. и геофиз." (Э-И ВНИИОЭНГ), 1972, № 4
111. Рудаков Г.В. О происхождении аномально-высоких пластовых давлений. "Изв. высш. учебн. заведений. Геол. и разведка", 1966, № 11 [РЖГео, 1967, 4К3]
112. Рябухин Г.Е., Кучерук Е.В., Быков В.Ф. К проблеме поисков залежей нефти и газа на больших глубинах. "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1974, № 3
113. Сергиенко С.И. Геотермический режим недр Восточного Предкавказья. М., "Наука", 1971
114. Серебряков В.А. Прогнозирование зон аномально-высоких пластовых давлений с помощью комплекса геофизических методов исследования скважин. В сб. "Нефть и газ". М., 1974 [РЖГео, 1974, 6К261]
115. Симоненко В.Ф. О возможности участия аномальной воды глин в процессах миграции углеводородов. "Геол. нефти и газа", 1974 ; № 2 [РЖГео, 1974, 5К147]
116. Симхаев В.З., Дильбази З.Г., Симхаев Вн.З., Исаев Г.И. Аномально-высокие начальные пластовые давления на месторождении Кюрсангя и причины их возникновения. "Уч.зап. Азерб. ин-т нефти и химии", 1972, сер. 9, № 5 [РЖГео, 1973, 3К197]
117. Симхаев В.З., Шувалов П.Е. О природе возникновения аномально-высоких пластовых давлений в нефтегазовых месторождениях юго-западной Туркмении. Обзор ВНИИОЭНГ. "Перспективы нефтегазоносности Ю. Казахстана и Туркмении". М., 1972
118. Синельников Ф.Я. Пластовое давление и физико-химические процессы в горных породах-коллекторах нефти и газа. В сб. "Геол. геохимия и разработка нефти и газ. месторождений". Куйбышев, 1969
119. Ситников М.Ф. О возможности выяснения природы АВПД по деформационным характеристикам пород. "Нефтегаз. геол. и геофиз". (Э-И ВНИИОЭНГ), 1972 № 5
120. Снарский А.Н. О связи первичной миграции с уплотнением пород. "Геол. нефти и газа", 1961, № 7
121. Сонич В.П., Судат Л.Г. О причинах аномальных давлений баженовской свиты. "Тр. Зап.-Сиб. н.-и. геологоразвед. нефт. ин-та", 1972, вып. 61 [РЖГео, 1973, 4К184]
122. Спицын В.Н., Глазунов М.П., Муляр В.М. Исследование аномальной воды методом нейронно-активационного анализа. "Докл. АН СССР", 1972, 202, № 1
123. Степанов А.Н., Терещенко Ю.А. О природе аномально-высоких пластовых давлений на Салымском месторождении. "Докл. АН СССР", 1973, 212, № 2 [РЖГео, 1973, 12К260]
124. Сулейманов А.Б. Состояние и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности в Азербайджане. "Тр. Всес. конф. по мат. методам решения задач подземной, нефт. гидрогазодинамики, 1967". Баку, "Элм", 1974 [РЖГео, 1974, 7К23]
125. Талипов Р.М. О причинах аномально-высоких пластовых давлений в нефтегазоносных районах. "Нефт. и газ. пром-сть Средней Азии", 1965, № 5-6

126. Теодорович Г.И., Чернов А.А. О минералогическо-петрографических изменениях пород нижнего отдела ПТ с глубиной в пределах Апшеронской нефтегазональной области. "Сов. геология", 1965, № 9
127. Теодорович Г.И., Чернов А.А., Котельников Д.Д. О степени постседиментационного изменения глинистого материала в отложениях нижнего отдела продуктивной толщи Азербайджана. "Докл. АН СССР", 1967, 172, № 2
128. Теодорович Г.И., Чернов А.А., О характере изменений с глубиной отложений продуктивной толщи Апшеронской нефтегазональной области. "Сов. геология", 1968, № 4
129. Томир Дж. Неустойчивое поведение глинистых пород в стволах скважин и его регулирование путем правильного выбора соответствующих параметров глинистого раствора. "Тр. IV Международного нефтяного конгресса в Риме", М., Гостоптехиздат, 1956, 3
130. Гумарев К.К., Шувалов П.Е. Случай повышения пластового давления в процессе эксплуатации нефтяной залежи на Дагаджикском участке Челекенского месторождения. "Геол. нефти и газа", 1968, № 3
131. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960
132. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. М., "Недра", 1966
133. Управление сверхвысокими пластовыми давлениями при глубоком бурении. Сб. статей под ред. Аникиева К.А. "Тр. ВНИГРИ", Л., 1970, вып. 288
134. Уэллер Д.М., Уплотнение осадков. В сб. "Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых". М., Гостоптехиздат, 1961
135. Хитаров Н.И., Пугин В.А. Монтмориллонит в условиях повышенных температур и давлений. "Геохимия", 1966, № 7 [РЖГео, 1967, 2В490]
136. Ходьков А.Е., Валуконис Г.Ю. Формирование и геологическая роль подземных вод. Л., 1968
137. Ходьков А.Е., Валуконис Г.Ю. О нижних пределах применимости закона Дарси и скоростях движения подземных вод глубоких горизонтов. В кн. "Гидродинамика глубинных зон артезианских бассейнов". Л., 1972
138. Черняков А.М. Использование аномально-высокого пластового давления для установления времени формирования залежей газа. "Нефт. и газ. пром-сть", 1973, № 6
139. Шарданов А.Н., Кузьменко Ю.Д. Некоторые вопросы уплотнения глин и отжатия седиментационных вод в мезо-кайнозойском разрезе Западного Предкавказья. "Вопр. геологии и нефтегазональности Краснодарского края". Л., 1966, вып. 17
140. Шерстнев Н.М., Салаев С.Г. О больших пластовых давлениях на тектонически осложненных площадях. "Азерб. нефт. х-во", 1954, № 5
141. Шувалов П.Е. О влиянии геостатического уплотнения пород на аномально-высокие пластовые давления нефти и газа (на примере юго-западной Туркмении). "Нефтегаз. геол. и геофиз.", 1969, № 4
142. Шувалов П.Е. Аномально-высокие пластовые давления на месторождениях юго-западной Туркмении. "Геол. нефти и газа", 1969, № 7 ([РЖГео, 1970, 1К225])
143. Щерба В.М., Леськів І. В. Природа аномально-высоких давлений газовых залежей Внешней зоны Предкарпатского прогиба. "Геол. і геохімія горючих копалин. Респ.межвід. зб", 1971, вып. 23 [РЖГео, 1972, 8К198]
144. Abnormal subsurface pressure. A study group report. 1969-1971. Huston, Texas
145. Ali Odeh. Stratigraphy of lower Triassic sandstone of northwest Algerian Sahara, Algeria. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1973, 57, №3 [РЖГео, 1974, 1К219]
146. Arias S. Elmer. Las presiones anormales, su detección y evaluación. "Rev. técn.yacim. petrol. fiscales boliv.", 1973, 2, № 1-3
147. Athy L.E. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1930, 14
148. Auldridge L. Development of Cabinda progress steadily. "Oil and Gas J.", 1973, 71, №30, [РЖГео, 1974, 1К256]
149. Barker C. Aquathermal pressuring - role of temperature in development of abnormal pressure Zones. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, 10, [РЖГео, 1973, 4К185]

150. Berry F.A.F. Origin and tectonic significance of high fluid pressures in the California Coasts Ranges. "J. Petrol. Technol.", 1969, 21, № 1, [PЖГео, 1969, 12K203]
151. Berry F.A.F. High fluid potentials in California Coasts Ranges and their tectonic significance. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1973, 57, № 7
152. Boatman W.A. Shale densities key to safer, faster drilling. "World Oil.", 1967, 165, № 2
153. Boatman W.A. Drill cuttings give pressure clues. "Oil and Gas J.", 1967, 65, № 22
154. Boatman W.A. Measuring and using shale density to aid in drilling Wells in high-pressure areas. "J. Petrol. Technol.", 1967, 1423-1429
155. Boone D. Porosity and pressure log performs well in the North Sea. "Petrol. and Petrochem. Int.", 1972, 12, № 12 [PЖГео, 1973, 4K182]
156. Borel W.J., Lewis R.L. Ways to detect abnormal formation pressures. Pt. I. Geopressure predictions by log analysis. "Petrol. Engr.", 1969, 41, № 7
157. Borel W.J., Lewis R.L. Ways to detect abnormal formation pressures. Pt. II. Geopressure detection while drilling. "Petrol. Engr.", 1969, 41, № 10
158. Borel W.J., Lewis R.L. Ways to detect abnormal formation pressures. Pt. III. Surface shale resistivity. "Petrol. Engr.", 1969, 41, № 11
159. Borel W.J., Lewis R.L. Ways to detect abnormal formation pressures. Pt. IV. Geopressure detection produceres. "Petrol. Engr.", 1969, 41, № 12
160. Bourgoyne A.T. A graphic approach to overpressure detection while drilling. "Petrol. Engr.", 1971, 43, № 10
161. Bredehoeft J.D., Hanshaw B.B. On the maintenance of anomalous fluid pressure. I. Thick sedimentary sequences. "Geol. Society of Amer. Bull.", 1968, 79, № 9 [PЖГео, 1969, 6A48]
162. Burst J.F. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1969, 53, № 1 [PЖГео, 1969, 11K62]
163. Byramjee R. Argiles non compactes et pressions anormales. Gas du Nord-Sahara. "Rev. Franç. Petrole", 1966, 21, № 7-8
164. Cabrit J.R. French take big risks, find deep gas near Pyrenes. "World Oil", 1969, 168, № 4
165. Cannon G.E., Graz R.C. Excessive pressures and pressure variation with depth of petroleum reservoirs in Gulf Coast region of Texas and Louisiana. "Trans. Inst. Mining and Met. Engr.", 1938, 127
166. Chaney P.E. Abnormal pressure lost circulation. "World Oil.", 1950, 130, № 4
167. Chapman R.E. Clays with abnormal interstitial fluid pressures. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, № 4
168. Chapman R.E. Primary migration of petroleum from clay source rocks. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, № 11 [PЖГео, 1973, 7K105]
169. Čisek B. Przyczyny ciśnien anormalnych w złozach ropy i gazu. "Przeł. Geol.", 1968, 16, № 9
170. Combs G.F. Prediction of pore pressure from penetration rate. - "AJME, 43 rd, Annual Fall Meeting, SPE 2162, Huston", 1968.
171. Constantinescu M. Originea si electela presiunilor anormale din formatiune. "Petrol si gaze", 1971, 22, № 7
172. Cook E.E., Taner M.T. Velocity spectra and their use in stratigraphic and lithologic differentiation. "Geophysical Prospecting", Decemb., 1969
173. Csaba József, Katona Molnar Jenő. Az anomalias retengnyomas előrejelzésének módszerei. "Kőolaj-és földgázbányász, ipari kut. lab. műsz. tud. közl.", 1972, № 9 [PЖГео, 1974, 5K229]
174. Deep Louisiana holes put a squeeze on payouts. "Oil and Gas J.", 1965, 63, № 3
175. Dickey P.A. Migration of interstitial water in sediments and the concentration of petroleum and useful minerals. "Int. Geol. Congr. 24 th Sess. Canada, 1972, Sec. 5" Monreal, 1972 [PЖГео, 1973, 12K159]
176. Dickey P.A., Collins A.G., Fajardo J. Chemical composition of deep formation waters in southwestern Louisiana. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, № 8
177. Dickey P.A., Shriram C.R., Paine W.R. Abnormal pressures in deep wells of southwestern Louisiana. "Science", 1968, 160, May 10 [PЖГео, 1969, 1J16]
178. Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast Region of Louisiana, USA. "Third World Petrol. Congr., The Hague.", 1951, Section 1

179. Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1953, 37, № 2
180. Duggan J.O. The "Anderson L." - an abnormally pressured gas reservoir in South Texas. "J. Petrol. Technol.", 1972, 24, № 2
181. Durmishyan A.G. Role of anomalously high formation pressures (AHFP) in development of traps for and accumulations of oil and gas in southern Caspian basin. "Int. Geol. Rev.", 1973, 15, № 5 [PЖГео, 1973, 11K157]
182. Eaton B.A. The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs. "J. Petrol. Technol.", 1972, 24, № 8
183. Edgington A.N., Campbell D.L., Cleland N.A. Exploration and production in Canadian Arctic Archipelago. "Arct. Geol. (Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem. № 19)". Tulsa, Okla, 1973, 624-628
184. Fertl W.H., Timko D.J. Overpressured formation. Pt. I. Occurrence and significance of abnormal pressure formation. "Oil and Gas J.", 1970, 68, № 1
185. Fertl W.H., Timko D.J. Overpressured formations. Pt. II. How abnormal pressure detection techniques are applied. "Oil and Gas J.", 1970, 68, № 2
186. Fertl W.H., Timko D.J. Occurrence of cemented roof rock and geopressure caprock and its implication in petroleum geology and geohydrology. "Annual Fall Meet. 45th. Soc. Petrol. Engrs. Huston, Texas, SPE, Paper № 3085", 1970, 5
187. Fertl W.H., Timko D.J. Utilisation des diagrap-hies en recherche, forage et production d'hydrocarbures pour l'étude des problèmes de pressions géostatiques. "Rev. Inst. franç. petrol.", 1971 (1972), 26, № 9 [PЖГео, 1972, 8K128]
188. Fertl W.H., Timko D.J. How downhole temperatures, pressures affect drilling. "World Oil", 1972, 174, № 7, [PЖГео, 1972, 11J155]
189. Fertl W.H., Timko D.J. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 2. Detecting and evaluating formation pressures. "World Oil", 1972, 75, № 1
190. Fertl W.H., Timko D.J. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 3. Overpressure detection from wireline method. "World Oil", 1972, 175, № 2
191. Fertl W.H., Timko D.J. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 4. Pitfalls in overpressure prediction. "World Oil", 1972, 175, № 4
192. Fertl W.H., Timko D.J. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 9 New ways to detect abnormal pressure. "World Oil", 1973, 176, № 2
193. Finch W.C. Abnormal pressure in the Antelope field, North Dakota. "J. Petrol. Technol.", 1969, 21, № 7
194. Forgotson J.M. Indication of proximity of high pressure fluid reservoir. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1969, 53, № 1
195. Foster J.B., Whalen H.E. Estimation of formation pressures from electrical surveys - offshore Louisiana. "J. Petrol. Technol.", 1966, 18, № 2
196. Fowler W.A. Pressures, hydrocarbon accumulation and salinities Chocolate Bayou field, Brazoria county, Texas. "J. Petrol. Technol.", 1970, 22, № 4. Discussion: JPT, 1970, 22, № 5
197. Frederick W.S. Planning a must in abnormally pressured areas. "World Oil", 1967, 164, № 4
198. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. "J. Petrol. Technol.", 1973, 25, № 6
199. Ghadimi M., Beykpow H. Heavy drilling fluids used in abnormally high pressure formation in Iran. "Miner. Resour. Develop. Ser., V.N.", 1967, № 26/2
200. Gilreath J.A. Electric-log characteristics of diapiric shale. In: J. Braunstein and G.D. O'Brien (Editors) "Diapirism and Diapirs". "Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.", 1968, 8
201. Goins W.C., O'Brien T.B. How to control blowouts. "World Oil", May, June, July, 1960
202. Gretener R.E. Fluid pressure in porous media, its importance in geology: a review. "Bull. Can. Petrol. Geol.", 1969, 17, № 3
203. Gretener R.E., Labute G.J. Compaction. - A discussion. "Bull. Can. Petrol.", 1969, 17, № 3
204. Griffin D.C., Bazer D.A. A comparison of methods for calculating pore pressure and fracture gradient from shale density measurements using the computer. "J. Petrol. Technol.", 1969, 21, № 11
205. Hanshaw B.B., Bredehoeft J.D. On the maintenance of anomalous fluid pressure. II. Source layer at depth. "Geol. Soc. Am. Bull.", 1968, 79, № 9

206. Hanshaw B.B., Zen E.—an. Osmotic equilibrium and overthrust faulting. "Geol. Soc. Amer. Bull.", 1965, 76, 12 [РЖГео, 1966, 10A142]
207. Harkins K.L., Baugher J.W. Geological significance of abnormal formation pressures. "J. Petrol. Technol.", 1969, 21, № 8
208. Hedberg H.D. Relation of methane generation to undercompacted shale, shale diapirs and mud volcanoes. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1974, 58, № 4
209. Heise H. Geopressure zones throw challenge to drillers in three Canadian plays. "Oilweek", 1972, 23, № 42 [РЖГео, 1973, 5K271]
210. Herring E.A. North sea abnormal pressures determined from logs. "Petrol. Eng.", 1973, 45, № 12
211. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. "J. Petrol. Technol.", 1965, 17, № 6
212. Howard D.J.C. Computer simulation model salt domes. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1971, 55, № 3 [РЖГео, 1971, 9A202]
213. Hubbert M.K., Rubey W.W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. "Geol. Soc. Amer. Bull.", 1959, 70, № 2
214. Hyde R.B., Rehm W.A. Pressure control while drilling, Pt. "Australas. Oil and Gas Rev.", 1969, 16, № 3
215. Illing V.C. The origin of pressure in oil pools. In. book; Science of Petroleum. Oxford Univ. Press., 1938
216. Jacquin C. Étude des écoulements et des équilibres de fluides dans les sables argileux. Thesis, Univ. Paris, France. "Rev. Inst. Franc. Pétrol.", 1965, 20, 4
217. Jacquin C. Interactions entre l'argile et les fluides. écoulements a travers les argiles compactes. Étude bibliographique. "Rev. Inst. Franc. Pétrol.", 1965, 20, 10
218. Jones R.H. Hydrodynamics of geopressure in the Northern Gulf of Mexico Basin. "J. Petrol. Technol.", 1969, 21, № 7 [РЖГео, 1970, 4K161]
219. Jones B.R. Downhole gravity tool spots distant porosity "World Oil", 1972, 75, № 2
220. Johnson H.A., Bredeson D.H. Structural development of some shallow salt domes in Louisiana Miocene productive belt. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1971, 55, № 2
221. Jordan J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection. "J. Petrol. Technol.", 1966, 18, № 11
222. Katz D.L., Ibrahim M.A. Threshold displacement pressure considerations for caprocks of abnormal pressure reservoirs. "Conf. Drilling Rock. Mech." 5th. Soc. Petrol. Engrs., 1971, № 3222
223. Kawai Kozo. Аномальные давления в нефтяных и газовых месторождениях. "Кайе кагаку, Mag. Sci. Mon.", 1973, 5, № 7 [РЖГео, 1974, 2K187]
224. Keep C.E., Ward H.L. Drilling against high rock pressures with particular reference to operations conducted in the Khar field, Punjab. "J. Inst. Petrol. Technologists, Lond.", 193, 20, № 133
225. Kennedy J.L. Drilling industry will begin the 1970's with new equipment, methods. "Oil and Gas J.", 1969, 67, № 38
226. Kennedy J.L. Drilling porosity lag proves accurate "Oil and Gas. J.", 1970, 68, № 34
227. Kreijci-Graf K. "Brennstoff-Geologie", Heft 4, 1930, 86
228. Lewis C.R., Rose S.C. A theory relating high temperature and overpressure. "J. Petrol. Technol.", 1970, 22, № 1
229. Ljubić D., Lemić V. Progress of drilling for and production of crude oil and natural gas in Yugoslavia. "Nafta (SFRJ)", 1971, 22, № 6 [РЖГорн. дело, 1971, 10Г4]
230. Loubscher H.P. Pole of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting, Discussion. "Bull. Geol. Soc. Amer.", 1960, 71, № 5
231. Louden L.R. Chemical caps cause pressure buildup. "Oil and Gas. J.", 1971, 69, № 46 [РЖГео, 1972, 5K126]
232. Louden L.R. Origin and maintenance of abnormal pressures. "Third symposium on abnormal subsurface pore pressure". Baton Rouge, La, 1972
233. Louisiana hydrocarbon distribution discussed. "Oil and Gas. J.", 1968, 66, № 41 [РЖГео, 1969, 6K24]
234. Low P.E. Viscosity of water in clay systems. "Clays and clay minerals. Pergamon Press, New York", 1960, 8
235. McGregor J.R. Quantitative determination of reservoir pressure from conductivity log. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1965, 49, № 9

236. McKelvey J.G., Milne I.H. Flow of salt solutions through compacted clay. "Clays and clay minerals, Pergamon Press, New York", 1962, 9
237. Magara K. Compaction and migration fluids in Miocene mudstone, Nagaoka Plain, Japan. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1968, 52, № 12 [РЖГео, 1969, 11K77]
238. Magara K. Subsurface fluid pressure profile, Nagaoka Plain, Japan. "Bull. Japan. Petrol. Inst.", 1968, 10, № 1
239. Magara K. Consideration of fluid release mechanisms in shale and generation of abnormal pressures. "J. Japan. Petrol. Inst.", 1968, 11, № 8
240. Magara K. Upward and downward migration of fluids in the subsurface. "Bull. Can. Petrol. Geol.", 1969, 17, № 1
241. Magara K. Permeability considerations in generation of abnormal pressures. "Soc. Petrol. Eng. J.", 1971, 11, № 3 [РЖГорн, дело, 1972, 3Г333; РЖГео, 1972, 5K127]
242. Magara K. Compaction and fluid migration in cretaceous shales of western Canada. "Pap. Geol. Surv. Can.", 1972, (1973), № 18, ix., 81 pp., ill. [РЖГео, 1973, 10K105]
243. Magara K. Compaction, ion filtration, and osmosis in shale and their significance in primary migration. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1974, 58, № 2
244. Matthews W.R. Drilling variables show transit zone. "Oil and Gas. J.", 1969, 67, № 44
245. Matthews W.R. Well logs: a basic drilling tool. 6. Use diagenesis to spot formation characteristics. "Oil and Gas. J.", 1972, 70, № 3
246. Matthews W.R., McClendon R.T., Soucek C.H. New prediction method spots abnormal pressures. "World Oil", 1973, 176, № 5 [РЖГео, 1973, 10K167]
247. Matthews W.R., Kelly J. How to predict formation pressure from electric and sonic logs. "Oil and Gas. J.", 1967, Febr. 20
248. Matthews W.R., Rehm N.A., Loudon L.K. Understanding origin of pressure is a key to better well planning. "Oil and Gas. J.", 1971, 69, № 46 [РЖГео, 1972, 5K128]

249. Matthews W.R. How to predict formation pressures of Cretaceous-Jurassic age sediments-Mississippi. "Third symposium on abnormal subsurface pore pressure". Baton Rouge, La, 1972
250. Miller R.J., Low P.F. Threshold gradient for water flow in clay systems. "Soil. Sci. Soc. Amer. Proc.", 1963, № 6
251. Moore P.L. Importance of pressure control. "Oil and Gas J.", 1966, 64, № 3
252. Mostofi B., Gansser A. The story behind the 5 Alborz. "Oil and Gas. J.", 1957, 55, № 3
253. Moulénes B. Origine des pressions anormales dans les gisements de pétrole. Étude bibliographique. "Rev. Inst. Franc. Pétrole", 1964, 19, № 12 [РЖГео, 1965, 3K141]
254. Musgrave A.W. How shale mass geology can be indicated by geophysics. "World Oil", 1966, 162, № 5
255. Musgrave A.W., Hicks W.G. Outlining of shale masses by geophysical methods. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1967, 49, № 3
256. Nabetani S., Huzioka K. Occurrence of high pressure zones in the Akita Oil-field. "Сэкию гидзюцу кёкайси, J. Jap. Assoc. Petrol. Technol.", 1973, 38, № 2 [РЖГео, 1974, 3K187]
257. Offshore Nigeria has unrivaled success ratio of 85%. "Oil and Gas. J.", 1965, 63, № 49
258. Olsen H.W. Liquid movement through kaolinite under hydraulic, electric and osmotic gradients. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, № 10 [РЖГео, 1972, 4K158]
259. Overton H.L. Make logs from shale cuttings. "Oil and Gas. J.", 1970, 68, № 2 [РЖГео, 1970, 1Д299]
260. Overton H.L. Predicting rock stress and casing collapse. "Oil and Gas. J.", 1970, 68, № 5
261. Overton H.L. Rock salinity variations as earth stress indicators. "2nd Annual Offshore Technol. Conf. Houston, Tex., 1970. Preprints. Vol. 2." Houston, Tex., 1970, [РЖГео, 1970, 4A243]
262. Overton H.L., Timko D.J. The salinity factor: A tectonic stress indicator in marine sands. "Oil and Gas. J.", 1969, 67, № 40
263. Pakistan. New well is first dual producer. "Oil and Gas. J.", 1964, 4, 4

264. Parker C.A. Geopressures in the deep Smackover of Mississippi. "J. Petrol. Technol.", 1973, 25, № 8 [PЖGeo, 1974, 1K163]
265. Pennebaker E.S. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures. "World. Oil", 1968, 166, 7 [PЖGeo, 1968, 12Д297]
266. Perry E., Hower J. Burial diagenesis in Gulf Coast pelitic sediments. "Clays and clay minerals", 1970, 18, № 3 [PЖGeo, 1971, 3A100]
267. Pinfold E.S. Oil production from upper Tertiary fresh-water deposits of west Pakistan. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1954, 38, № 8
268. Platt B.L. Fluid pressure in thrust faulting, a corollary. "Amer. J. Sci.", 1962, 260, № 2
269. Powers M.C. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1967, 51, № 7
270. Records L.R. Are you ready and able to kill your well? "Drilling", 1966, 27, № 10
271. Records L.R. Where abnormal pressured formation occur... Planned drilling can cut costs. "World Oil", 1966, 162, № 7
272. Rehm W. What the drilling man should know about the origin and prediction of formation pressures. Pt.1. "Oil and Gas. J.", 1969, 9, № 3 [PЖGeo, 1969, 11K137]
273. Reynolds E.B. Predicting overpressured zones with seismic data. "World Oil", 1970, 171, № 7
274. Reynolds E.B. Seismic interpretation for drilling. "Oil and Gas. J.", 1974, 72, № 10
275. Reynolds E.B., Timko Donald J., Zanier Aldo M. Potential hazards of acoustic-log shale pressure plots. "J. Petrol. Technol.", 1973, 25, pp.1039-1044.
276. Rieke H.H., Chilingarian G.V. Compaction of argillaceous sediments. Amsterdam e.a. Elsevier Sci. Publ. Co. 1974, XIV [PЖGeo, 1974, 8K318]
277. Rogers L. How Shell detects high pressure formations on the Gulf Coast. "Oil and Gas. J.", 1966, 64, № 20
278. Rogers L. Shale-density log helps detect over pressure. "Oil and Gas J.", 1966, 64, № 37
279. Rogers L. Head off hole problems. "Oil and Gas. J.", 1967, 7, № 3
280. Rubey W.W., Hubbert M.K. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. II. Overthrust belt in glosynclinal area of western Wyoming in light fluid-pressure hypothesis. "Bull. Geol. Soc. America", 1959, 70, № 2 [PЖGeo, 1960, № 3, 3981]
281. Rumeau J.L., Sourisse G. Compaction, diagneèse et migration dans les sédiments argileux. "Bull. Cent. rech. Pau", 1972, 6, № 2 [PЖGeo, 1973, 4A85]
282. Russel W.L. Pressure-depth relations in Appalachian region. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1972, 56, № 3 [PЖGeo, 1972, 8K163]
283. Scheidegger A.E. Principles of geodynamics. Springer-Verlag, 1963
284. Schmidt G.W. Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1973, 57, № 2, 7 [PЖGeo, 1973, 12K261]
285. Smith J.E. Shale compaction. "Soc. Petrol. Eng. J.", 1973, 13, № 1
286. Somfai A. Examination of overpressure reservoirs in the southern Great Hungarian Plain: a classification of the causes overpressure. "Acta mineral. petrogr.", 1970, 19, № 2 [PЖGeo, 1971, 11K145]
287. Spinks R.B. Offshore drilling operations in Gulf of Papua. "Australian Petroleum. Exploration Assoc. J.", 1970, 10, pp.108-114
288. Stănescu V., Căpraru C., Varvarici D. Presiunea anormală și structura rezervoarelor gazifere din unele domuri ale cuvetei Transilvaniei. "Bull. Inst. petrol. gaze și geol.", 1969, 17 [PЖGeo, 1971, 8K189]
289. Sweet news from Sable Island. "Can. Petrol.", 1971, 12, № 8 [PЖGeo, 1972, 1K334]
290. Tanaijevic Z. Faktori koji su usloveli menormalno visok pritisak na lezisto. Kikinda-D. "Nafta", 1969, 20, № 5
291. Terzaghi K., Reck R.B. Soil mechanics in engineering practice. Wiley, New York, 1948
292. Timko D.J., Fertl W.H. Relationship between hydrocarbon accumulation and geopressure and its economic significance. "J. Petrol. Technol.", 1971, 23, № 8
293. Timko D.J., Fertl W.H. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 5. Predicting hydrocarbon environments with wireline data. "World. Oil", 1972, 175, № 5

294. Timko D.J., Fertl W.H. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 6. Correlating geopressure gradients with hydrocarbon accumulations. "World Oil.", 1972, 175, № 6
295. Timko D.J., Fertl W.H. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 7. The shale resistivity ratio—a valuable tool for making economic drilling decisions. "World Oil.", 1972, 175, № 7
296. Timko D.J., Fertl W.H. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 8. Needless spending of drilling and exploration money can be predicted and prevented. "World Oil.", 1973, 176, № 1
297. Timko D.J., Fertl W.H. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 10. Miscellaneous ways to detect abnormal pressure. "World Oil.", 1973, 176, № 4
298. Timm B.C., Maricelli J.J. Formation waters in southwest Louisiana. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1953, 37, № 2
299. Thomeer J.H.M.A. Ursachen und bohrtechnische Auswirkungen von abnorm hohen Lagerstätten drücken mit besondere Berücksichtigung des norddeutschen Zechstetins. "Erdoel und Kohle", 1961, 14, №5
300. Thomeer J.H.M.A., Bottema J.A. Increasing occurrence of abnormally high reservoir pressure in boreholes and drilling problems resulting therefrom. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1961, 45, № 10
301. Vukjokov M. Geologija Kikinde. "Nafta" (Jugosl.), 1969, 20, №11 [PЖGeo, 1960, 6K234]
302. Wallace W.E. Abnormal subsurface pressures measured from conductivity or resistivity logs. "Oil and Gas J.", 1965, 63, pp.102-106
303. Wallace W.E. Will induction log yield pressure data. "Oil and Gas. J.", 1968, 62, № 37
304. Watts E.V. Some aspects of high pressure in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. "J. Petrol. Technol.", 1947, № 2204
305. Watts E.V. Some aspects of high pressures in the D-7 zone, of the Ventura-Avenue field. "Trans. Inst. Mining, Metallurg. Petrol. Engr.", 1948, 174
306. Williams D.G., Brown W.O., Wood J.J. How to cut drilling costs in high-pressure areas. "Oil and Gas.J.", 1965, 63, № 41

307. Wilson G.J. Determine pore pressures from drilling data. "World oil", 1974, 178, № 7
308. Wu T.W. Deep well drilling in Taiwan, China. "Miner. Resour. Develop. Ser. U.N.", 1968, № 26/2
309. Young A., Low Ph.E. Osmosis in argillaceous rocks. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", 1965, 49, № 7
310. Zen-E-an, Hanshaw B.B. Osmotic equilibrium and mechanics of overthrust faulting. "Geol. Soc. America. Spec. Paper.", 1965, 82
311. Zoeller W.A. The drilling porosity log. SPE 3066, 45th Annual AIME Fall Meeting, 1970

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	стр. 5
Глава I. История развития представлений об аномально-высоких пластовых давлениях	12
Глава II. Представления о роли различных факторов в образовании аномально-высоких пластовых давлений	26
Роль уплотнения глинистых пород в образовании аномально-высоких пластовых давлений	27
Роль температурного фактора в образовании аномально-высоких пластовых давлений	58
Роль катагенетических преобразований пород в образовании аномально-высоких пластовых давлений	67
Роль осмоса в образовании аномально-высоких пластовых давлений	78
Роль тектогенеза в образовании аномально-высоких пластовых давлений	85
Глава III. Время существования аномально-высоких пластовых давлений	110
Глава IV. Прогнозирование аномально-высоких пластовых давлений	115
Заключение	138
Литература	141

Технический редактор И.А. Дрозд

Т-02874 от 7/II -1975 г. Формат бумаги 60×90^{1/16}
 Печ.л. 10,5 Уч.-изд.л. 9,25 Тираж 1200 экз.
 Цена 1 р. 16 к. Заказ 1381

Производственно-издательский комбинат ВИНТИ
 Люберцы, Октябрьский проспект, 403

УДК 553.981/982.061.4 (100)
"Месторождения горючих полезных ископаемых"
 (Итоги науки), М., 1975, 6

На основе анализа и обобщения всех известных данных по аномально-высоким пластовым давлениям, встреченным в мире в нефтегазоносных бассейнах различного типа и отложениях всех стратиграфических систем, рассматриваются существующие представления о природе аномально-высоких пластовых давлений. Дается критический анализ наиболее широко распространенных гипотез, согласно которым доминирующими факторами в образовании аномально-высоких пластовых давлений признаются уплотнение глинистых пород, катагенетические преобразования минералов в недрах, температурный режим недр, явление осмоса и различные тектонические процессы. Освещаются все известные в настоящее время методы прогнозирования зон развития аномально-высоких пластовых давлений и оцениваются их возможности и ограничения.

Авторы будут благодарны всем, кто пришлет свои замечания и пожелания, которые следует направлять по адресу:

Москва, 125219, Балтийская ул. 14, ВИНТИ, отдел "Геология"

О П Е Ч А Т К И к Итогам науки

«Месторождения горючих полезных ископаемых. Том 6»

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
31	8 стр.	$\frac{1-\lambda}{1-\lambda}$	$\frac{1-\lambda}{1-\lambda_e}$
42	14 св.	сермата	сармата
43	11 стр.	Бустукинъ	Бустукань
70	5—4 стр.	диагенетический	катагенетический
70	3 стр.	Диагенез	Катагенез
71	4—5 св.	диагенетический	катагенетический
73	6 стр.	диагенетический	катагенетический
93	18—17 стр.	Аналогичную по позиции	Аналогичную позицию
117	28 стр.	проходки «d»-экспонента	проходки, «d»-экспонента
139	1 св.	диагенез	катагенез
143	15 св.	Рт.	Тр.