

УДК 622.241.83

**АНАЛИЗ ПРИРОДЫ И МЕХАНИЗМА ВОЗНИКНОВЕНИЯ
АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ
И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТОЛЩ С АВПД НА ПРИМЕРЕ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**



**ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURES
AND REGULARITIES OF DISTRIBUTION
OF STRATA WITH AVPD BY THE EXAMPLE
OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE**

Жарикова Наиля Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Горпинченко Алексей Николаевич

заместитель генерального директора по общим вопросам
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Аннотация. К настоящему времени накоплен большой объём фактиче-ских данных и выявлено, что толщи пород с АВПД распространены в большинстве нефтегазоносных провинций (Северо-Кавказской, Южно-Каспийской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Днепровско-Припятской, Среднеазиатской, Тимано-Печорской, Прикаспийской, Южно-Сахалинской). Более чем по 3000 скважинам различных районов обработан геофизический материал, установлены возможности использования данных промыслово-геофизических исследований для оценки и прогнозирования давлений в разрезах с существенно отличающимися геологическими условиями. Зоны АВПД обнаружены в породах широкого стратиграфического диапазона от современных до силурийских. Перечисленные регионы охватывают значительную площадь разведываемых и перспективных нефтегазоносных территорий. Поэтому рассмотренные в статье геологические особенности, примеры выделения зон АВПД и опробования методик количественной оценки давлений, а также изучение закономерностей площадного распространения толщ с АВПД позволяют получить достаточно аргументированные представления о возможностях применения этих методик в различных геологических условиях и выявить общие закономерности, присущие вообще толщам пород с АВПД.

Ключевые слова: природа аномально-высоких пластовых давлений, геотермический градиент, влияние температуры на образование АВПД, соляной диапиризм, грязевые вулканы, АВПД в породах, богатых органическим веществом, механизм формирования АВПД.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
Saint Petersburg Mining University
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom Personnel»
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Annotation. To date, a large amount of factual data has been accumulated and it has been revealed that rock strata with abnormally high formation pressure are common in most oil and gas-bearing provinces (North Caucasus, South Caspian, Volga-Ural, West Siberian, Dnieper-Pripyat, Central Asian, Timan-Pechora, Caspian, South Sakhalin). More than 3000 wells in various regions have been processed geophysical material, the possibility of using field geophysical survey data to assess and predict pressures in sections with significantly different geological conditions has been established. Abnormally high formation pressure zones are found in rocks of a wide stratigraphic range from modern to Silurian. The listed regions cover a significant area of explored and prospective oil and gas bearing territories. Therefore, the geological features considered in the article, examples of identifying abnormally high formation pressure zones and testing methods for quantitative assessment of pressures, as well as studying the patterns of areal distribution of strata with abnormally high formation pressure allow one to obtain sufficiently reasoned ideas about the possibilities of using these methods in various geological conditions and to identify common regularities inherent in general rock strata with abnormally high formation pressure.

Keywords: nature of abnormally high formation pressure, geothermal gradient, influence of temperature on the formation of abnormally high formation pressure, salt diapirism, mud volcanoes, abnormally high formation pressure in rocks rich in organic matter, mechanism of formation of abnormally high formation pressure.

Введение

О природе и механизме образования АВПД высказано около 30 гипотез и предположений, нашедших отражение в многочисленных публикациях российских и зарубежных исследователей.

Проявление аномально высоких давлений сразу же привлекло к себе внимание в связи с проблемой бурения скважин.

Различные факторы могут привести к возникновению аномальных пластовых давлений, т.е. давлений, которые отличаются от нормальных. Чтобы судить о причинах генезиса этих давлений, нужно понять необходимую роль петрофизических и геохимических параметров и их связь со стратиграфической, структурной и тектонической историей геологического развития изучаемых бассейнов и площадей. Так как условия образования аномальных давлений могут быть вызваны некоторыми факторами, следует с осторожностью подходить к выяснению их генезиса в новом районе. Нельзя механически переносить выявленные причины возникновения аномальных пластовых давлений в хорошо изученном районе на аналогичные условия в близлежащем районе, похожем по своему геологическому строению, но который ещё недостаточно изучен бурением.

Имеется множество объяснений возникновения повышенного давления в поровом пространстве, заполненном подземными флюидами: например, локальный прогрев некоторого объёма подземной гидросферы, образование газовых залежей и т.п. Каждое объяснение характеризует лишь частные проявления аномалий и не может претендовать на обоснование факта существования феномена на достаточно обширных территориях Западной Сибири, Северного Предкавказья, Волго-Уральского региона, Туркмении, Азербайджана и др.

Актуальность проблемы. Большие глубины обладают значимыми резервами для поисков залежей углеводородов и в то же время освоение недр в условиях таких глубин сталкивается с серьёзными техническими проблемами, в первую очередь, вызванными аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Аномальные пластовые давления в недрах замечались ещё на заре развития нефтяной промышленности, но достаточно редко. Сейчас АВПД известны практически во всех типах нефтегазоносных бассейнов. И чем более поисковые работы уходят на большие глубины, тем очевиднее вывод: дальнейший прирост запасов углеводородов немислим без умения осваивать залежи в зонах АВПД.

Аномально высокое пластовое давление

АВПД – давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого отличается от нормального (гидростатического).

Пластовые давления, превышающие гидростатическое, т.е. давление столба пресной воды (плотностью 1030 кг/м^3), по высоте равной глубине пласта в точке замера, называют *аномально высокими* (АВПД), меньше гидростатического – *аномально низкими* (АНПД).

Аномально пластовое давление существует в изолированных системах. Природу возникновения и связь аномальных давлений не могут объяснить до сих пор. Основными причинами образования аномально пластового давления считают уплотнение глинистых пород, катагенетическое преобразование пород и содержащееся в них органическое вещество, процессы тектогенеза и геотермические условия земных недр. Каждый из этих факторов может преобладать в зависимости от геологического строения и истории развития региона. Однако, по мнению некоторых исследователей, важнейшим, по-видимому, является температурный фактор, т.к. коэффициент теплового расширения различных флюидов, заключённых в изолированном объёме пород, значительно больше, чем у минеральных компонентов в горных породах.

Возникновение аномально высокого пластового давления объясняется следующими причинами:

1. Передача части горного давления на залежь. Если скелет породы слабый, то часть горного давления передаётся на жидкость или газ, находящиеся в её порах. К таким породам со слабым скелетом, в частности, относятся глины. Поэтому в изолиро-

ванных линзовидных, карманообразных резервуарах, находящихся внутри глинистых толщ, возникают аномальные давления, превышающие нормальное гидростатическое давление.

2. Вторичное увеличение объёма залежи в зонах высоких температур. В зоне больших глубин и высоких температур сложные углеводородные соединения с длинными цепями разрушаются с образованием большого количества простых молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объёма. Увеличение объёма залежи приводит к возрастанию давления внутри замкнутого резервуара. По этой причине в газоконденсатных залежах, образующихся за счёт разрушения газонефтяной залежи, часто наблюдается АВПД.

3. Кратковременное повышение пластового давления возникает при землетрясениях. Наблюдения показывают, что в сейсмически активных областях перед землетрясением повышаются дебиты нефти в скважинах.

4. Тектонические движения по разломам. В приподнятом блоке залежи, разорванной разломами, в течение длительного времени будет сохраняться прежнее высокое пластовое давление, характерное до её воздымания.

5. Вторичное сокращение объёма пор в коллекторах при кристаллизации цемента в законтурных частях резервуара. Залечь при этом приобретает замкнутый и полужамкнутый характер.

Таким образом, аномально высокое пластовое давление возникает под действием различных причин, но главными из них являются замкнутая линзовидная форма резервуара и её запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами.

В недрах земли существуют также залежи, имеющие аномально низкое пластовое давление. Появление его может быть обусловлено вторичным увеличением объёма резервуара ввиду возникновения вторичной трещиноватости. Пониженные давления возникают и при повторном опускании залежей. При этом восстановление нового пластового давления происходит не сразу, и в течение длительного геологического времени в залежи будет сохраняться низкое пластовое давление, существовавшее до её опускания.

Аномально высокие пластовые давления установлены бурением многочисленных скважин на суше и в акваториях при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых залежей в отложениях от плейстоцена до докембрия в широком интервале глубин. Более часто встречается АВПД, особенно они широко развиты на больших глубинах (более 4 км). Обычно АВПД превышают гидростатическое давление в 1,3–1,8 раза, значительно реже в 2,0–2,2; при этом они обычно не достигают значений геостатического давления, оказываемого весом вышележащих пород. Однако в единичных случаях на больших глубинах были зафиксированы АВПД, равные или превышающие значения геостатического давления, что, по-видимому, обусловлено действием дополнительных факторов (например, в результате проявления землетрясений, грязевого вулканизма, роста солянокупольных структур и др.). АВПД встречаются в Волго-Уральском, Южно-Каспийском, Днепровско-Донецком, Западно-Сибирском, Афганско-Таджикском, Северо-Пред-карпатском и других нефтегазоносных бассейнах.

Наличие АВПД благоприятно сказывается на коллекторских свойствах вмещающих пород – увеличивает время естественной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений без применения дорогостоящих вторичных методов, повышает удельные запасы газа и дебиты скважин, является благоприятным в отношении сохранности скопленных углеводородов, свидетельствует о наличии в нефтегазоносных бассейнах изолированных участков и зон. Зоны АВПД, развитые на больших глубинах, особенно там, где они пользуются региональным распространением, содержат значительные ресурсы метана, который находится в растворённом состоянии в перегретой (до 150–200 °С) воде. Метан можно извлекать, а также использовать гидравлическую и тепловую энергию воды. С другой стороны, АВПД являются источником аварий в процессе бурения.

Неожиданное вскрытие зон АВПД – причина многих осложнений, ликвидация которых приводит к большим материальным затратам. При бурении в зонах АВПД буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин утяжеляют, но такой раствор могут поглощать пласты с гидростатическим давлением и АНПД. Аномально низкие

пластовые давления возникают, как правило, на стадии продолжительной разработки месторождения, когда энергия пласта почти истощена и пластовое давление ниже гидростатического давления. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышелегающие поглощающие пласты перекрывают колонной. Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие зон АВПД значительно увеличивает стоимость скважин. Для прогнозирования АВПД используются в основном сейсморазведка, данные бурения и различные виды каротажа (электрический, акустический, гамма-каротаж, нейтронный и др.).

Как отмечалось выше, при нормальных условиях пластовое давление в каждой точке залежи нефти и газа равно гидростатическому давлению, замеренному на уровне ВНК, плюс избыточное давление. В природных условиях существует много залежей, особенно на больших глубинах, имеющих пластовое давление, значительно превосходящее расчётное гидростатическое.

Горное, гидростатическое, пластовое и приведённое пластовое давление

Горное давление – напряжения, возникающие в массиве горных пород, вблизи стенок выработок, скважин, в целиках, на поверхностях контакта «порода – крепь» в результате действия главным образом гравитационных сил, а также тектонических сил и изменения температуры верхних слоёв земной коры.

Геостатическое давление – это давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород.

Геотектоническое давление – явление (напряжение), возникающее в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов (особенно характерно для тектонически активных областей).

Пластовое давление – это давление, под которым находятся жидкость (нефть, вода) и газ, насыщающие поровое пространство и (или) трещины коллекторов нефтяных и газовых месторождений.

Гидростатическое давление – давление, создаваемое в результате гидростатической нагрузки пластовых вод, перемещающихся в сторону регионального погружения пласта и возрастающее пропорционально глубине.

Аномальные пластовые давления обнаружены в различных районах мира. На рисунке 1 показан типичный диапазон аномально высоких пластовых давлений в районах добычи нефти и газа в Европе и Таджикистане. Особый интерес представляет палеогеновая толща Таджикской впадины, где на глубине 480 м отмечено давление 11 МПа (110 кг/см²), примерно вдвое превышающее условное гидростатическое давление. Нефть в этих песчаниках легче, чем в тех частях Афгано-Таджикского нефтегазоносного бассейна, где пластовые давления нормальные. В палеогеновых глинах месторождения Бештеняк (Республики Таджикистан) на глубине от 480 до 850 м среднее пластовое давление в 1,8 раза выше гидростатического, т.е. близко к литостатическому давлению.

Аномальные давления, вызываемые перечисленными выше факторами, могут приближаться к литостатическому давлению, но обычно не превышают его. Когда давление флюидов становится равным литостатическому, нагрузка, создаваемая перекрывающими отложениями, передаётся на воду. Так как вода образует непрерывную фазу в пределах осадочного бассейна, она будет перераспределяться путём перетекания даже из так называемых изолированных резервуаров или резервуаров с постоянным объёмом. В осадочных отложениях нет истинных резервуаров с постоянным объёмом, за исключением, пожалуй, известняков, прочно сцементированных со всех сторон, но и в этом случае возможно образование трещин вследствие давления перекрывающих отложений. Даже плотно закрытые непроницаемые трещины были бы раскрыты, если бы давление флюидов в соседних резервуарах приблизилось к литостатическому.

В нефтяных скважинах аномально высокие пластовые давления обычно наблюдаются на глубинах более 1200 м, однако они были встречены и на глубине всего 460 м. Чаще всего аномальные давления отмечаются в молодых, быстро отложившихся осадочных толщах, но могут быть обнаружены в породах практически любого возраста.

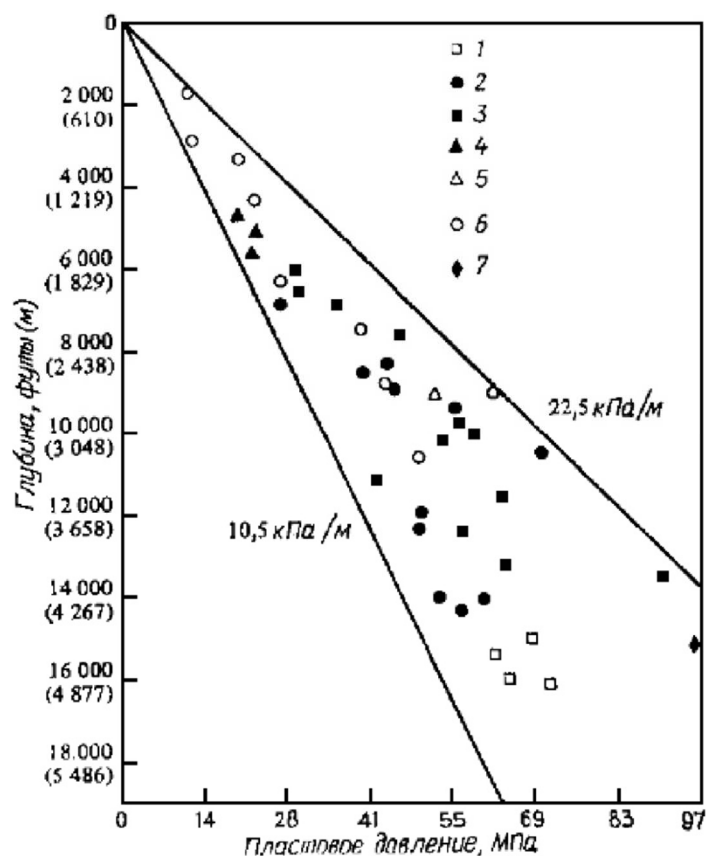


Рисунок 1 – Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах Европы и Таджикистана: 1 – Австрия; 2 – Германия; 3 – Венгрия; 4 – Италия; 5 – Норвегия; 6 – Таджикская впадина; 7 – Великобритания

Аномально высокие давления почти всегда сопровождаются повышением пористости глин, понижением солёности поровых вод, а также повышением температуры. Наряду с этим отмечается уменьшение электрического сопротивления, увеличение электропроводности и времени пробега звуковой волны, уменьшение объёмного веса пород и ослабление сигналов импульсного нейтронного каротажа.

Химические изменения заключаются в повышении содержания растворимого органического вещества у верхней границы зоны аномально высокого давления и увеличении концентрации сульфатных и бикарбонатных ионов в поровых водах. В зоне высокого давления концентрация сульфатных ионов в поровых водах глинистых отложений может повыситься в 2–3 раза. Концентрация сульфатных и бикарбонатных ионов в поровых водах зон аномально высокого давления выше концентрации хлоридов.

В большинстве нефтяных месторождений пластовое давление находится в прямой зависимости от глубины залегания пластов и ориентировочно его можно посчитать, разделив глубину залегания пласта в метрах на 100 и получив в таком образом величину давления в МПа. В таких случаях пластовое давление равно или близко к гидростатическому.

Если пластовое давление не значительно отличается от гидростатического, то термины АВПД или АНПД обычно не применяют, а говорят о *повышенных* или *пониженных пластовых давлениях*. Для устранения неопределённости в различии понятий и уточнения терминологий целесообразно использовать следующую классификацию пластовых давлений по коэффициенту их аномальности K_a :

- $K_a < 0,8$ – аномально низкое пластовое давление;
- $K_a = 0,8-1,0$ – пониженное пластовое давление;
- $K_a = 1,0-1,05$ – нормальное пластовое давление;
- $K_a = 1,05-1,3$ – повышенное пластовое давление;
- $K_a = 1,3-2,0$ – высокое пластовое давление;
- $K_a \geq 2,0$ – сверхвысокое пластовое давление.

Высокое и сверхвысокое давления объединяются общим термином «аномально высокое пластовое давление» (АВПД).

При разработке месторождения необходимо контролировать изменение пластового давления, по которому судят об энергетических ресурсах пластов.

До начала разработки залежи обычно давление в пласте на одной гипсометрической высоте одинаковое. Есть и исключения: на некоторых месторождениях наблюдаются значительные отклонения от этого правила, что обуславливается различным напором краевых вод на разных крыльях структуры, наличием тектонических трещин и т.п. На рисунке 2 можно видеть, что пластовые давления в скважинах 1 и 2 будут отличаться в связи с разностью гипсометрических отметок кровли пласта. Для газовой залежи аномально высокое давление в кровле при значительной её высоте обусловлено тем, что давление во всей залежи определяется в основном величиной пластового давления на уровне газовой водяного контакта, т.е. замеренное давление в скважинах 2 и 3 будет приблизительно равным.

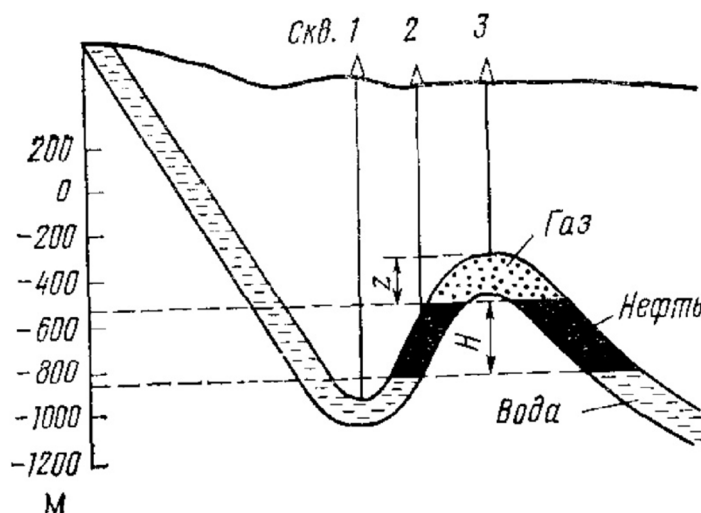


Рисунок 2 – Схема распределения пластового давления по высоте: z – газовой шапки; H – нефтяной части залежи

Характер распределения пластового давления по пласту лучше всего исследовать по картам давлений (или изобар). Карты изобар, построенные по данным замеров пластовых давлений в скважине на уровне пласта или по данным о давлениях, пересчитанных на уровень пласта, называются *картами истинных изобар*.

Если извлечение флюидов ещё не началось, то в пласте, как правило, существует равновесная система, но на карте истинных изобар между точками 1 и 2 будет значительная разница. Эти карты наряду с изменением давления в пласте при разработке залежей отражают и разницу в пластовых давлениях, зависящую от гипсометрических отметок пласта и плотности насыщающих их флюидов. Но движения флюидов между точками 1 и 2 не происходит, несмотря на перепад давлений.

В связи с этим использование таких карт в значительной степени затрудняет контроль за пластовым давлением при разработке. Поэтому на практике принято строить карты изобар по давлениям, пересчитанным на плоскость ВНК. Такие карты получили название *карт приведённых изобар*, а давления – *приведёнными пластовыми давлениями*. На такой карте давления в скважинах 1 и 2 будут одинаковыми, т.е. приведены к одной плоскости. В процессе извлечения флюидов давления будут изменяться, появится перепад, который и будет характеризовать движение флюидов.

Приведённое пластовое давление, в свою очередь, можно разделить на *пластовое давление, приведённое по глубине*, о чём было сказано выше, и *пластовое давление, приведённое по времени*.

Пластовое давление, приведённое по глубине – это пластовое давление, замеренное и пересчитанное на единую условно принятую горизонтальную плоскость, обычно соответствующую средней абсолютной отметке ВНК или ГВК.

Расчёт приведённого к плоскости ВНК давления $P_{\text{прив}}$ по известному значению истинного давления производится по формуле:

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{ист}} \pm \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot (H_{\text{абс}} + A - \Delta l - H_{\text{зам}})}{10},$$

где $P_{\text{ист}}$ – истинное пластовое давление на глубине замера $H_{\text{зам}}$; $H_{\text{абс}}$ – абсолютная глубина плоскости приведения давлений; A – альтитуа стола ротора скважины; Δl – удлинение скважины на глубине плоскости приведения; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости.

Если водонефтяной контакт не горизонтальный, то для расчётов принимается горизонтальная плоскость, проходящая через отметку среднего значения ВНК.

Для газовых залежей карта истинных изобар и приведённых к плоскости ГВК практически будет совпадать, так как давление в различных частях газовой залежи, расположенных на разных гипсометрических уровнях, изменяется не значительно.

Пластовое давление, приведённое по времени – это пластовое давление, замеренное в скважинах на различные относительно близкие даты и пересчитанное на дату построения карты изобар с учётом тенденции в его изменении во времени.

Необходимость приведения давления к одному времени вызвана тем, что в процессе построения карт изобар используются замеры, произведённые в разное время, а для качественного анализа процесса разработки необходимо знать давления на конкретную дату для всей залежи одновременно. Замерить пластовые давления во всех скважинах одновременно практически невозможно. Поэтому в замеры, произведённые задолго до построения карт изобар, вносят поправку, используя экстраполяцию для каждой скважины или общую тенденцию изменения давления на отдельных участках пласта.

Геотермический градиент

Геотермический градиент – физическая величина, описывающая прирост температуры горных пород в °С на определённом участке земной толщи. Математически выражается изменением температуры, приходящимся на единицу глубины. При расчёте геотермического градиента за единицу глубины приняты 100 метров. В различных участках и на разных глубинах геотермический градиент не постоянен и определяется составом горных пород, их физическим состоянием и теплопроводностью, плотностью теплового потока, близостью к интрузиям и другими факторами. Обычно геотермический градиент колеблется от 0,5–1 до 20 °С и в среднем составляет около 3 °С на 100 метров.

Широкий диапазон геотермических градиентов на различных площадях континентальных регионов делает выбор универсального «нормального» градиента не целесообразным.

Исследования распределения теплового поля Земли в перспективных в нефтегазоносном отношении участках суши показали, что нефтяные месторождения обычно приурочены к *низкотемпературным зонам*, а газовые – к более *высокотемпературным зонам*. Графики на рисунке 3 показывают зависимость распределения нефти и газа от глубины и температуры.

При применении таких графиков в районах с известными или предполагаемыми аномально высокими пластовыми давлениями следует соблюдать определённую осторожность, так как опыт показал, что для них иногда характерны более резкие по сравнению с нормальными температурные градиенты. На рисунке 4 показан такой случай на примере глубокой скважины месторождения Мидконтинент (США).

Глубина залегания углеводородов в бассейне и его термическая история тесно взаимосвязаны. Бассейны некоторых типов, приуроченные к зонам существенно высоких тепловых потоков, располагаются вдоль континентальных плит и зон, где, возможно, зарождаются процессы, вызывающие расширение морского дна и вдоль которых наблюдается восходящий поток материала основного состава. Эти бассейны, как правило, дают больше углеводородов на единицу объёма осадков, чем бассейны в райо-

нах с низким тепловым потоком, при условии наличия всех необходимых геологических условий для аккумуляции углеводородов.

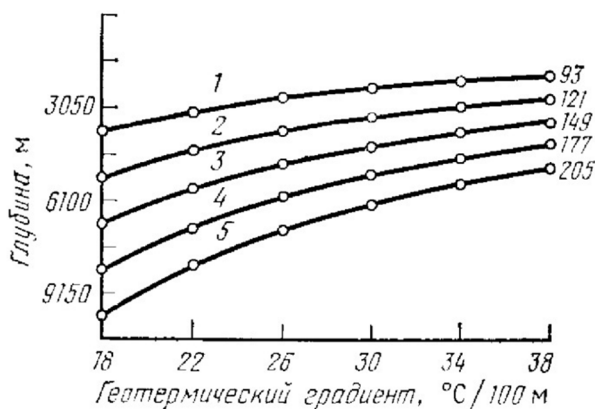


Рисунок 3 – Графики фазового состояния углеводородов как функции глубины и геотермического градиента: 1 – нефть и газ; 2 – лёгкая нефть и газ; 3 – преимущественно газ; 4 – зона исчезновения нефтяной фазы; 5 – только газ. Шифр кривых – температура в °C

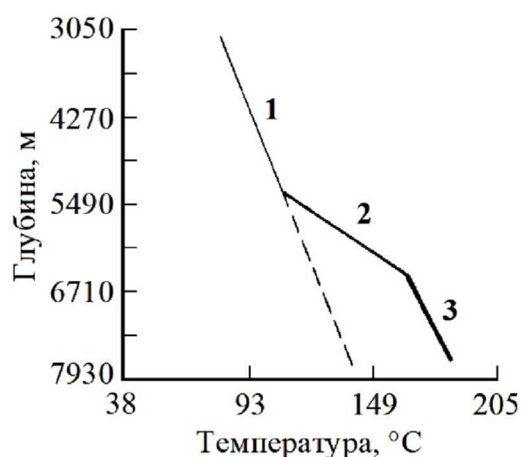


Рисунок 4 – Изменение геотермического градиента в глубокой скважине месторождения Мидконтинент (США): 1 – 1,4 °C /100 м; 2 – 4,7 °C /100 м; 3 – 1,8 °C /100 м

Влияние температуры на образование АВПД

Температура влияет на большинство физико-химических процессов, протекающих в земной коре. Она является важнейшим фактором катагенетического преобразования осадков, а также рассеянного органического вещества, изменяет коллекторские свойства пород, ускоряет процессы перехода тяжёлых нефтей в лёгкие, выделение газов при преобразовании углеводородов и т.д.

Некоторые исследователи придают температурному фактору первостепенное значение, считая прогрев недр самостоятельным механизмом, создающим АВПД. Поскольку глубина и давление взаимосвязаны, а температура и давление пластовых флюидов с нормальным гидростатическим градиентом связаны с геотермическим градиентом, то для любой данной температуры давление является фиксированным. А так как определённая масса флюида заключена в постоянный объём, то в изолированном пласте сохраняется постоянная плотность. Отсюда следует, что для одного и того же повышения температуры в изолированной системе объём в ней будет увеличиваться больше, чем в системе открытой. Поэтому если изолированный пласт погружается на какую-либо глубину, то при повышении температуры в соответствии с геотермическим градиентом данного режима в нём возникает АВПД.

Связь зон АВПД с зонами высоких геотермических градиентов можно объяснить и иначе. То есть не АВПД является следствием повышения температуры, а высокие

температуры являются следствием существования АВПД. В тех случаях, когда зоны АВПД сложены неуплотнёнными глинистыми породами с высокой пористостью, они представляют собой температурный барьер, который фиксирует в себе тепловую энергию, поступающую из недр земли. Это приводит к перегреву зоны АВПД на фоне соседних участков разреза. Необходимым условием такого процесса является всесторонняя изолированность пласта.

Авторы почти всех гипотез признают, что в условиях затруднённого водообмена и относительной гидрогеологической изоляции тепловая энергия недр может явиться одной из существенных причин развития зон АВПД.

Соляной диапиризм

Диапиризм – это явление прорыва слоёв твёрдых горных пород лежащими ниже пластически деформирующимися породами. Возникновение диапиризма связано с гетерогенностью реологических свойств пород разреза: твёрдое нижнее основание, выше – размокающие глины, пески, плавунуны, соли, магма, льды или другие породы, способные к пластической, жидкоподобной деформации, над которыми – твёрдый «пресс» всей вышележащей толщи. Пластичная средняя прослойка под нагрузкой вышележащей толщи ведёт себя подобно вязкой жидкости и благодаря этому перераспределяется, вызывая деформацию верхних слоёв. Возникающие в этих слоях изгибающие и растягивающие усилия ведут к их разрыву в ослабленных местах и к внедрению в разрыв пластически деформирующихся пород.

Соляные купола (рис. 5) – это геологические структуры, которые формируются в крупных впадинах платформ, краевых прогибов, континентальных окраин в результате проявления соляной тектоники. Вспучивание слоёв осадочных пород происходит, если под ними на глубине 300–1000 м залегают мощные отложения более лёгких и пластичных пород – каменной или калийной соли, испытывающих с краёв тектоническое давление. Под действием силы тяжести происходит перераспределением масс: более лёгкие соли «всплывают», выпячивая, приподнимая, сминая и прорывая вышележащие породы.

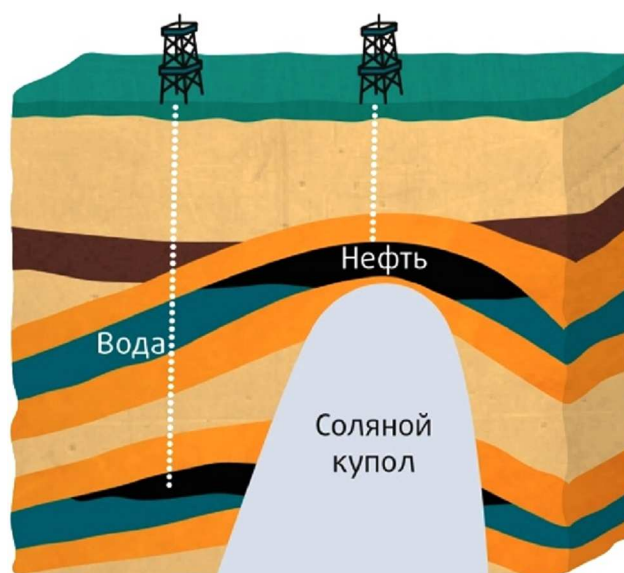


Рисунок 5 – Соляной купол

Соляной купол состоит из соляного массива (штока) и надсолевого купола, образованного поднятыми над ядром породами, обычно разорванными сбросами. Форма соляных куполов различна – округлая, овальная и неправильная. По площади варьируют от 1 до 100 км², высота от 0,1 до нескольких км.

Отложение каменной соли влияет на образование АВПД, которое встречается на больших площадях. Соль является полностью непроницаемой для флюидов и в от-

личие от других пород преобразуется под действием псевдопластического движения (эффект перекристаллизации), развивая давление, равное весу вышележащих слоёв, во всех направлениях. Подстилающие отложения не имеют возможностей для удаления флюидов и, таким образом, остаются неконсолидированными, в них развиваются аномально высокие давления. Соляной диапиризм является одним из механизмов соляной тектоники. Он часто приводит к образованию ловушек нефти и газа.

Аномально высокие пластовые давления в породах, богатых органическим веществом

То, что говорится о давлении флюидов водонасыщенных осадочных пород, не обязательно относится к богатым органическим веществом породам, которые чаще всего могут быть пропитаны нефтью. Осадочная порода заключает в себе 8 вес. % органического углерода (C_{org}). На глубинах более 1200 м органическое вещество будет занимать большую часть межзернового порового пространства, и порода будет пропитана нефтью. Проницаемость очень тонкозернистых пород настолько низка, что при образовании из керогена жидких и газовых углеводородов давление поровых флюидов может очень сильно повыситься.

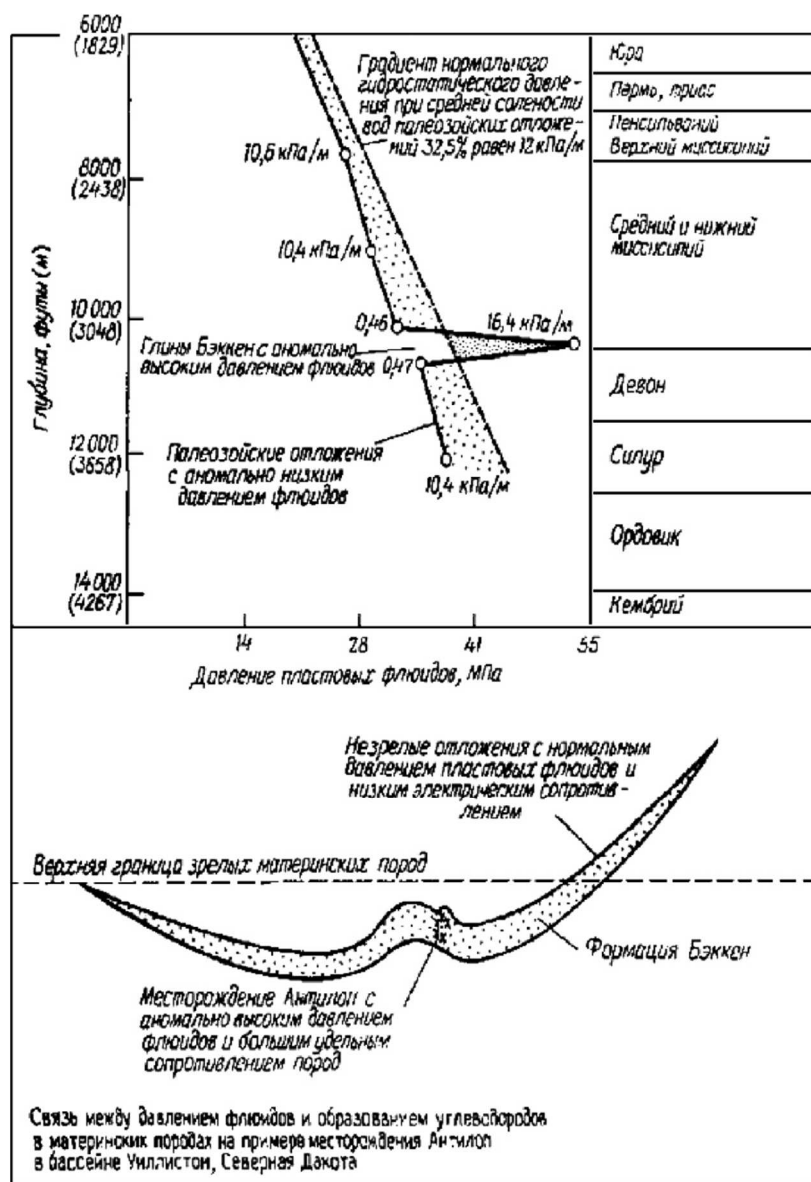


Рисунок 6 – Связь между давлением флюидов и образованием УВ в материнских породах на примере месторождения Антилоп (Северная Дакота)

Возникновение аномально высоких давлений флюидов в связи с образованием нефти и газа можно продемонстрировать на примере месторождения Антилоп в округе Мак-Кензи, Северная Дакота (рис. 6). Нефть здесь добывают из трещиноватых глин и алевролитов. Эти породы являются нефтематеринскими и содержат до 10 % $C_{орг}$. Они генерировали $1,59 \cdot 10^9$ м³ нефти в бассейне Уиллистон. В 20-метровом слое глин на месторождении Антилоп пластовое давление повышено до 534 кг/см² (52 МПа), в то время как выше и ниже этого интервала давление соответственно составляет 330 и 352 кг/см² (32 и 35 МПа). Восточнее, где отложения залегают выше порога интенсивного образования нефти (соответствующего ~ 74 °С), пластовые давления в них нормальные. Отмечается, что в зоне образования нефти электрическое сопротивление пород почти бесконечно, потому что поры в них заполнены нефтью и органическим веществом. В связи с этим предложено использовать кривые электрического сопротивления для выявления в разрезе зоны зрелой нефти.

Грязевые вулканы

Когда высокопористая и недостаточно уплотнённая глина с низкой плотностью (2 г/см³) оказывается погребённой под нормально уплотнёнными породами, имеющими большую плотность, возникает механически неустойчивая система. Недостаточно уплотнённая глина может содержать большое количество газа, что усиливает неустойчивость системы. В конце концов, под действием сил плавучести глина начинает течь вверх через вертикальную зону ослабленного давления. Этот процесс продолжается до тех пор, пока система не стабилизируется.

В Южно-Каспийской впадине происходили мощные извержения грязевых вулканов, во время которых в атмосферу выделялись сотни миллионов кубических метров газа. За последние 155 лет извержения происходили более или менее регулярно, что свидетельствует о периодическом повышении давления и выделении газа из раствора в глинистых осадках. В Азербайджане насчитывается более 200 грязевых вулканов. По подсчётам за последний миллион лет из них выделилось свыше 1 тыс. тонн газа. Газ, выделяющийся из грязевых вулканов, почти всегда представлен метаном.

Отмечается, что большинство грязевых вулканов приурочено к зонам трещин и разломов или крутым складкам. Грязевые вулканы могут быть связаны с мощными слоями пластичных недоуплотнённых глин с аномально высоким давлением флюидов или с образованными ими диапировыми складками. На земном шаре достаточно много районов распространения грязевых вулканов, особенно в местах распространения кайнозойских или позднемезозойских отложений. Источник или корни грязевого вулкана могут находиться на очень большой глубине (более 6000 м).

Грязевые вулканы выделяют не только углеводороды, но и тепло. Был измерен тепловой поток в скважинах, пройденных вблизи древнего грязевого вулкана на Апшеронском полуострове. Наибольшее значение теплового потока обнаружено в своде структуры. Жерло грязевого вулкана служило каналом для передачи подземного тепла.

Не все грязевые вулканы связаны с глубоко залегающими глинистыми отложениями. В результате насыщения биогенным метаном пластичных глин могут возникнуть газоносные конусы, зарождающиеся на глубинах от нескольких сотен до тысяч метров. Эти газоносные конусы широко распространены в районе побережья Мексиканского залива. Сейсмические данные говорят о том, что такие же конусы встречаются и в других районах мира – на Аляске, в Южной Америке, Африке и в отложениях Северного моря.

Особенности определения давлений и закономерности распространения

толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция разделяется на три крупных надпорядковых региональных тектонических элемента – Внешний пояс, Центральную и Северную тектонические области. Вскрытый разрез представлен терригенным комплексом отложений мезо-кайнозойской группы.

Большинство скважин в этой провинции бурится на сравнительно лёгких промысловых жидкостях либо на воде. Однако при вскрытии битуминозных трещиноватых аргиллитов баженовской свиты юрских отложений в пределах Салымской группы месторождений, а также в глубоких скважинах северных районов провинции были отмечены проявления, что свидетельствует о наличии в разрезе толщ с АВПД, градиенты которых, судя по результатам измеренных давлений (рис. 7), могут достигать $1,6 \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

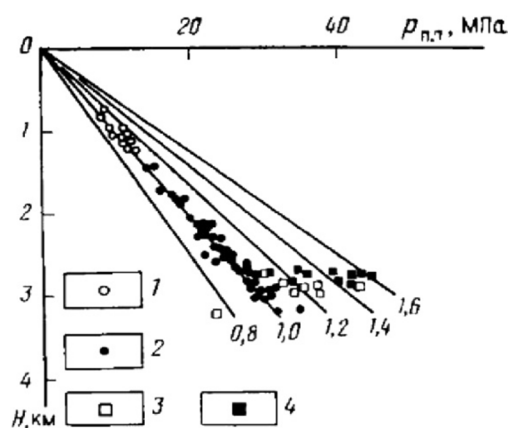


Рисунок 7 – Изменение пластовых давлений с глубиной для Тюменской области:
1 – K2; 2 – K1; 3 – J; 4 – J3

Для выявления возможности выделения зон АВПД и количественной оценки давлений по промыслово-геофизическим данным в различных геологических условиях рассматриваемой провинции обрабатывались материалы по 20 наиболее глубоким разведочным и более 25 эксплуатационным скважинам. Использовались материалы электрического (стандартный зонд, БКЗ, ИК), радиоактивного (ГК и НГК) каротажа и кавернометрии. По большинству скважин расчёт давлений выполнен по материалам электрометрических исследований. Для оценки давлений в толще битуминозных аргиллитов баженовской свиты обрабатывались участки кривых сопротивлений против глин, залегающих выше (Ачимовская свита) и ниже (Абалакская свита). Сравнение рассчитанных поровых давлений с замеренными пластовыми показало хорошую их сходимость.

Для выявления региональных закономерностей распространения отдельных зон АВПД в пределах Западно-Сибирской провинции проведено сопоставление разрезов скважин совместно с градиентами рассчитанных поровых давлений по линии профиля, пересекающего территорию провинции с севера на юг (рис. 8).

Так, скважина № 50 Семаковской площади, расположенная на севере провинции в пределах Гыданской нефтегазоносной области, вскрыла отложения от палеогеновых до среднеюрских. В процессе бурения этой скважины при забое 3039 м наблюдались разгазирование и поглощение промысловой жидкости. Скважина была доведена до глубины 3510 м и при увеличении плотности раствора до $1,3-1,5 \text{ г/см}^3$, причём его забойные пачки были постоянно разгазированы. Замер давления при испытании скважины в колонне провести не удалось, т.к. в ней начались проявления, и затем произошла загидратация. Согласно зависимости $\lg p_{пл} = f(H)$, в верхнемеловых отложениях отмечается зона повышенных поровых давлений ($\eta = (1,3 - 1,5) \cdot 10^{-2}$ МПа/м). Для верхней части нижнемеловых отложений (Аптский и Альбский ярусы) характерны нормальные поровые давления. Ниже по разрезу они повышаются, и в пределах Берриас-Готеривских отложений рассчитанный градиент порового давления достигает $(1,37 - 1,45) \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а в Ачимовской пачке $1,65 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Максимальные значения градиентов поровых давлений $(1,8 - 1,9) \cdot 10^{-2}$ МПа/м наблюдаются в верхнеюрских отложениях (Баженовская, Абалакская свиты).

Скважина № 29 Тазовская Пур-Тазовской нефтегазоносной области была пробурена до глубины 3710 м, рассчитанный градиент поровых давлений в верхнемеловых отложениях составил $(1,25 - 1,35) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Ниже, в интервале Аптского и Альбского ярусов, отмечена зона нормальных поровых давлений, затем повышенных давлений с

градиентами до $(1,35 - 1,45) \cdot 10^{-2}$ МПа/м в отложениях Барремского и верхней части Готеривского ярусов. Ниже опять залегает толща пород мощностью 400 м с нормальными поровыми давлениями. С глубины 3,1 км отмечается закономерное повышение η , и в подошве нижнемеловых отложений он составляет $1,55 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Рассчитанный градиент поровых давлений в верхнеюрских отложениях достигает $(1,58 - 1,62) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Наличие пород с АВПД на этих глубинах подтверждается данными бурения скважин. Так, при бурении на растворе заниженной плотности ($1,32 \text{ г/см}^3$) наблюдались различные осложнения в виде проявлений скважины и неоднократных выбросов.

При обработке материалов по скважине № 98 Западно-Таркосалинской площади Надым-Пурской нефтегазоносной области граница между верхне- и нижнемеловыми отложениями проведена условно. В верхнемеловых отложениях градиент поровых давлений повышенный (в кровельной части до $1,38 \cdot 10^{-2}$ МПа/м). Отложения Аптского и Альбского ярусов нижнего мела характеризуются нормальными поровыми давлениями. Примерно в средней части верхневаланжинских и Барремских отложений отмечается зона повышенных давлений с η до $1,42 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Ниже давления нормальные и снова повышаются в толще берриаса – нижнего валанжина до $\eta = (1,40 - 1,52) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Верхнеюрские отложения (Баженовская и Георгиевская свиты) характеризуются $\eta = 1,47 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Ниже, в васюганской и тюменской свитах юры, градиент давления уменьшается до $1,2 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Бурение скважины в этом интервале проводили на растворе завышенной плотности $1,47 \text{ г/см}^3$, чем, вероятно, можно объяснить наблюдавшееся здесь поглощение раствора.

В скважине № 2 Вэнга-Пуровской площади Надым-Пурской нефтегазоносной области, пробуренной до глубины 3,4 км, отмечается наиболее высокий градиент порового давления в верхнемеловых отложениях до $(1,7 - 1,85) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В интервале 1,5 – 1,95 км нижнемеловых отложений прослеживается зона нормального порового давления, а ниже до глубины 2,87 км – зона повышенных давлений с $\eta = (1,1 - 1,46) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Рассчитанный градиент порового давления в баженовской и георгиевской свитах верхнеюрских отложений, вскрытых на лёгком растворе плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$, составляет $1,68 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В связи с этим после вскрытия баженовской толщи наблюдались газопроявления с выбросом раствора. Ниже, в тюменской свите, рассчитанный градиент порового давления $\eta = (1,05 - 1,3) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

По скважине № 76 Правдинского месторождения Среднеобской нефтегазоносной области кривые градиента порового давления в основном идентичны, за исключением верхнемеловой толщи. В последней η значительно отличаются. Толща нижнемеловых отложений по характеру изменения градиента давления подразделяется на две части. Вверху (Апт-Альбские горизонты) отмечаются нормальные поровые давления, за исключением отдельных интервалов. В нижней части этих отложений, особенно в ачимовской пачке валанжина, η повышаются вплоть до $1,6 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Эта часть разреза дальше объединяется вместе в единую с Верхнеюрскими породами Баженовской и Абалакской свит толщу АВПД ($\eta = (1,70 - 1,74) \cdot 10^{-2}$ МПа/м). Ниже, в пределах Тюменской свиты юрских отложений, градиент давления уменьшается до $(1,25 - 1,50) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

Кривые градиентов порового давления по скважинам Салымской (скважина № 108) и Мамонтовской (скважина № 1) площадей этой же Среднеобской нефтегазоносной области в целом сохраняют особенности, описанные выше. Для них также характерно наличие АВПД в толще верхнемеловых пород, чередование интервалов с нормальными и повышенными поровыми давлениями в нижнемеловых отложениях, а также АВПД в кровле юрских отложений (см. рис. 8).

Таким образом, на основании анализа градиентов поровых давлений по наиболее глубоким скважинам различных нефтегазоносных районов Тюменской области можно выделить отдельные стратиграфические толщи, в пределах которых намечаются некоторые закономерности изменения η по площади и разрезу. К таким толщам относятся Верхнемеловая, Нижнемеловая и Юрская.

В пределах верхнемеловой толщи практически регионально выделяется зона АВПД, большей частью приуроченная к Туронскому ярусу. Максимальные градиенты давлений отмечаются в скважинах Семаковской, Вэнга-Пуровской, Правдинской, Са-

лымской и Мамонтовской площадей. Ниже залегающие отложения сеноманского яруса, как правило, характеризуются нормальными или несколько повышенными значениями η .

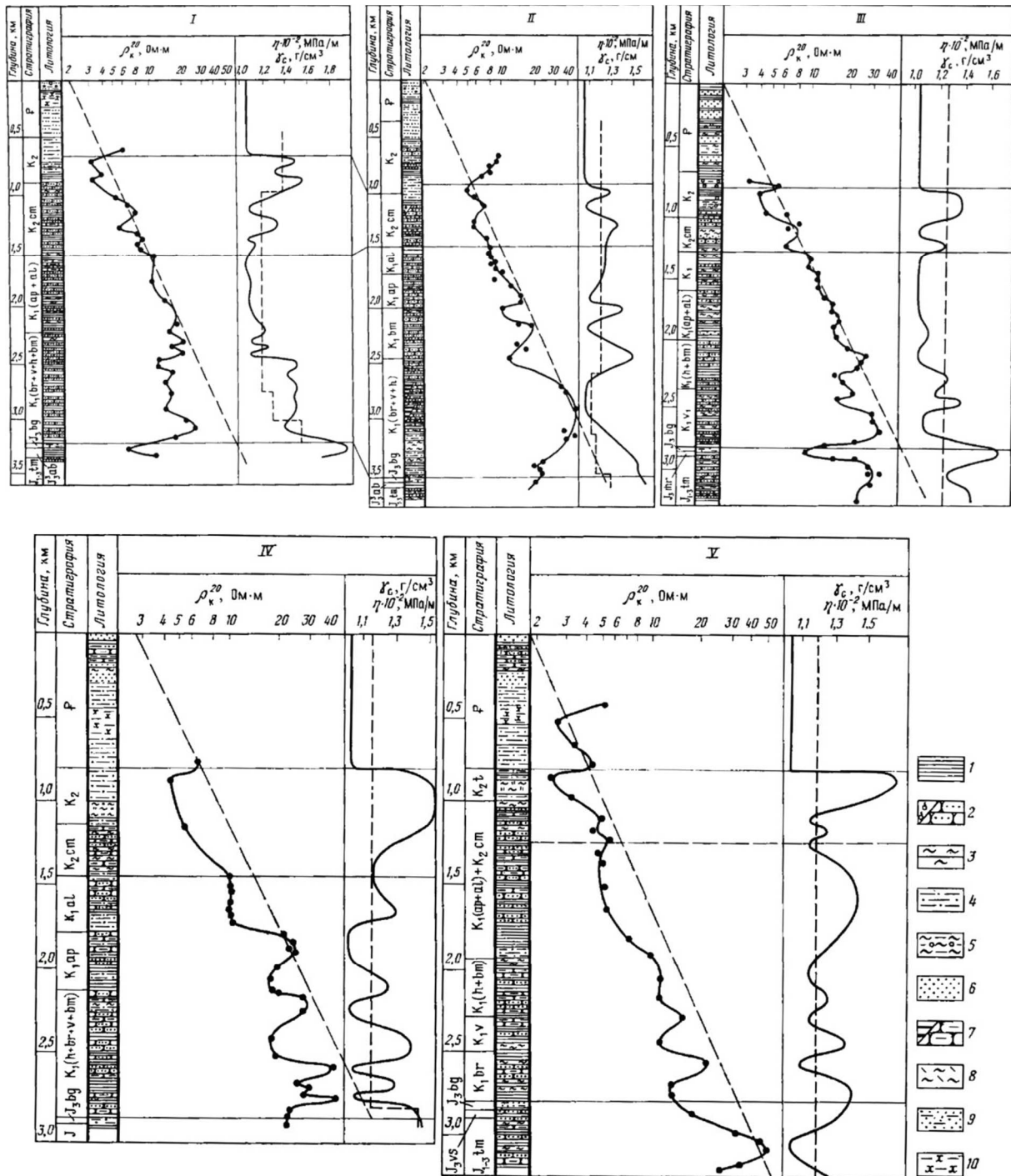


Рисунок 8 – Корреляционная схема сопоставления разрезов скважин Тюменской области по линии Семаковская – Мамонтовская площади:

- Скважины (нефтегазоносная область, район): I – Семаковская № 50 (Гыданская, Среднемессояхский); II – Тазовская № 29 (Пур-Тазовская, Тазовский); III – Правдинская № 76 (Среднеобская, Салымский); IV – Салымская № 108 (Салымский); V – Мамонтовская № 1;
- 1 – глина; 2 – песчаник газоносный; 3 – алевролит; 4 – глина алевролитстая; 5 – алевролит глинистый с включением конгломератов; 6 – песок; 7 – песчаник глинистый нефтеносный; 8 – опоки; 9 – супеси, суглинки; 10 – глины диатомовые
- пунктиром показана линия нормального уплотнения глин

Толща нижнемеловых отложений неоднородна по характеру изменения градиентов давлений с глубиной. В большинстве скважин отмечается чередование интервалов пород с нормальными и повышенными поровыми давлениями. Причём верхняя

часть нижнемеловых отложений (Апт-Альбские и частично Барремский ярусы) характеризуются преимущественно нормальными рпор. Исключение представляет разрез скважины № 1 Мамонтовской площади, где градиент давления в этих отложениях более повышенный.

Нижняя часть нижнемеловых отложений (берриас, валанжин, готерив) характеризуется преимущественно повышенными значениями η либо АВПД. Часто η_{\max} соответствуют подошвенной части этой толщи, причём образуется единая аномальная зона с верхними горизонтами юрских отложений (Баженовская, Абалакская, Георгиевская свиты). В пределах указанных свит выделяется толща пород с максимальными по разрезу градиентами поровых давлений. Ниже, в пределах Тюменской свиты юрских отложений, η существенно снижаются.

Заключение

Изучение природы АВПД и генерирующих его механизмов имеет очень важное теоретическое и практическое значение. Оно обусловлено необходимостью прогноза и оценки АВПД, особенно в регионах, в которых из-за АВПД существуют особо тяжёлые условия проходки поисковых и разведочных скважин.

Аномально высокие пластовые давления могут быть вызваны рядом факторов. Однако все эти факторы можно объединить в две основные группы: первая группа связана с процессами, обусловленными конседиментационными, а вторая – с постседиментационными механизмами формирования АВПД. Такое разделение обусловлено результатами воздействия аномальных пластовых давлений на пористость горных пород при одной и той же величине АВПД, т.е. при конседиментационном механизме аномалия пористости, вызванная АВПД, максимальна (недоуплотнение породы), а при постседиментационном механизме формирования АВПД аномалия пористости минимальна (разуплотнение породы).

Анализ механизмов формирования АВПД позволил объединить их в две главные группы. Это разделение является тем самым ключом, который позволяет сгруппировать методы и способы как определения и прогноза АВПД, так и методы и способы поисково-разведочных работ на нефть и газ в зонах АВПД и существенным образом повлиять на освоение залежей.

Литература

1. Александров Б.Л. Определение и прогнозирование аномально высоких пластовых давлений геофизическими методами // Обзор ВНИИОЭНГ. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». – М. : ВНИИОЭНГ, 1973. – 80 с.
2. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. – М. : Недра, 1987. – 206 с.
3. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. – Л. : Недра, 1971. – 168 с.
4. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Г.В. Аномально высокие пластовые давления // Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. – СПб. : Недра, 2005. – 323 с.
5. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. – М. : Недра, 1978. – 232 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. ; Вологда : Издательство «Инфра-Инженерия», 2021. – 260 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Издательство Кубанского государственного технологического университета, 2017. – 203 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – Вологда : ООО «Инфра-Инженерия», 2019. – 548 с.
10. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления: Пер. с англ. – М. : Недра, 1980. – 398 с.
11. Нефтепромысловая геология. Терминологический справочник / Под ред. М.М. Ивановой. – М. : Недра, 1983. – 262 с.

12. Акулинчев Б.П., Орлов А.А. Об информативности коэффициентов аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике // Систем-ный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты: материалы IV Всероссийской научно-практической конференции (июнь – сентябрь 2011 года, г. Москва) / Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2011. – № 1 (3). – URL : http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf
13. Аникиев К.А., Введенская А.Я., Шендерей Л.П. Классификация гипотез происхождения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) // Известия вузов. Геология и разведка. – 1985. – № 11. – С. 93–101.
14. Первичное вскрытие бурением аномально гидропроводных трещинных коллекторов с АВПД флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 44–47.
15. Добрынин В.М., Лимбергер Ю.А. Определение аномально высоких пластовых давлений по электрометрическим данным // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 10. – С. 12–16.
16. Дурмишьян А.Г. О сингенетической и эпигенетической природе аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в недрах // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1973. – № 3. – С. 50–53.
17. Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – № 1. – С. 23–32.
18. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3 (170). – С. 33–37.
19. Прищепа О.М., Боровиков И.С., Грохотов Е.И. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – № 1. – С. 66–81.
20. Славин В.И., Брук Л.М. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация // Труды ВНИГРИ «Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД». – Л., 1987. – С. 7–21.
21. Фенин Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – С. 8. – URL : https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf
22. Черданцев Г.А., Жарков А.М. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений юго-западной части Вилюйской синеклизы на основе анализа обстановок осадконакопления и геохимических условий нефтегазоносности // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – № 5. – С. 698–711.

References

1. Aleksandrov B.L. Determination and forecasting of anomalously high formation pressures by geophysical methods // Review of VNIIOENG. Series «Oil and gas geology and geophysics». – M. : VNIIOENG, 1973. – 80 p.
2. Aleksandrov B.L. Abnormally high formation pressures in oil and gas basins. – M. : Nedra, 1987. – 206 p.
3. Anikiev K.A. Forecast of ultra-high reservoir pressures and improvement of deep drilling for oil and gas. – L. : Nedra, 1971. – 168 p.
4. Belonin M.D., Slavin V.I., Chilingar G.V. Abnormally high formation pressures // Origin, forecast, problems of development of hydrocarbon deposits. – SPb. : Nedra, 2005. – 323 p.
5. Dobrynin V.M., Serebryakov V.A. Methods for predicting abnormally high reservoir pressures. – M. : Nedra, 1978. – 232 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical surveys of wells in oil and gas fields. – M. ; Vologda : Infra-Engineering Publishing House, 2021. – 260 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells: textbook / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies: textbook. – Krasnodar : Publishing House of the Kuban State Technological University, 2017. – 203 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – Vologda : Infra-Engineering LLC, 2019. – 548 p.
10. Fertl U.Kh. Anomalous formation pressures: Per. from English. – M. : Nedra, 1980. – 398 p.
11. Oilfield geology. Terminological reference book / Ed. M.M. Ivanova. – M. : Nedra, 1983. – 262 p.

12. Akulinchev B.P., Orlov A.A. On the informativity of the reservoir pressure anomaly coefficients in oil and gas hydrodynamics // System approach in geology: theoretical and applied aspects: materials of the IV All-Russian scientific and practical conference (June – September 2011, Moscow) / Georesources, geoenergy, geopolitics. – 2011. – № 1 (3). – URL : http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf
13. Anikiev K.A., Vvedenskaya A.Ya., Shenderey L.P. Classification of hypotheses of the origin of abnormally high reservoir pressures (AHRP) // Izvestiya vuzov. Geology and exploration. – 1985. – № 11. – P. 93–101.
14. Primary opening by drilling of anomalously hydraulically conductive fractured reservoirs with high pressure fluid system / A.G. Vakhromeev [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 44–47.
15. Dobrynin V.M., Limberger Yu.A. Determination of abnormally high formation pressures from electromagnetic data // Neftyanoe Khozyaistvo. – 1971. – № 10. – P. 12–16.
16. Durmishyan A.G. On the syngenetic and epigenetic nature of abnormally high formation pressures (AHRP) in the subsoil // Neftegazovaya geologiya i geofizika. – 1973. – № 3. – P. 50–53.
17. Zakharov L.A., Martyshev D.A., Ponomareva I.N. Forecasting dynamic reservoir pressure using artificial intelligence methods // Zapiski Gornogo instituta. – 2022. – Vol. 253. – № 1. – P. 23–32.
18. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology for geological and geophysical monitoring of the technical condition of the lining of gas and gas condensate wells, including wells with abnormally high reservoir pressures and temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3 (170). – P. 33–37.
19. Prishchepa O.M., Borovikov I.S., Grohotov E.I. Oil and gas potential of the little-studied part of the north-west of the Timan-Pechora oil and gas province based on the results of basin modeling // Zapiski Gornogo instituta. – 2021. – Vol. 247. – № 1. – P. 66–81.
20. Slavin V.I., Brook L.M. The main hypotheses of the origin of the AHFP and their classification // Proceedings of VNIGRI «Study of the geological section and forecasting of the AHFP». – L., 1987. – P. 7–21.
21. Fenin G.I. Anomalous formation pressures in hydrocarbon accumulation zones of oil and gas bearing basins // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. – 2010. – Vol. 5. – № 4. – P. 8. – URL : https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf
22. Cherdantsev G.A., Zharkov A.M. Prospects for oil and gas potential of the Upper Permian deposits of the southwestern part of the Vilyui syncline based on the analysis of sedimentation environments and geochemical conditions of oil and gas potential // Zapiski Gornogo instituta. – 2021. – Vol. 251. – № 5. – P. 698–711.