УДК 553.98(26):532.311.8

# О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ПРОЯВЛЕНИЯ И СПОСОБАХ ПРОГНОЗА ВЕЛИЧИНЫ АВПД В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ АКВАТОРИЙ

# ABOUT THE LAWS OF MANIFESTATION AND HOW TO FORECAST THE MAGNITUDE OF PORE PRESSURE PREDICTION IN SEDIMENTARY STRATA THE WATERS

**Головачев Эдуард Михайлович**
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»

**Аннотация.** В районах и зонах мобильного шельфа, где расположено подавляющее большинство месторождений нефти и газа, проявления АВПД наиболее типичны, начиная с глубин 1900–2000 м. Увеличение давления с глубиной в общем соответствует градиенту 0,0304 МПа/м, однако часто наблюдается скачкообразное нарастание АВПД, связанное с циклическим строением осадочной толщи и развитием интервалов «ложных коллекторов». Сквозной характер проявления АВПД может быть установлен на сейсмических временных разрезах по аномалиям типа «флюидный прорыв». Достоверность прогнозной оценки величины давления зависит от степени изученности акваториальной площади, и в различных ситуациях можно использовать либо только простейшие формулы, либо набор расчетных средств, в том числе и кросс-плоты «скорость – глубина – давление».

**Ключевые слова:** месторождения нефти и газа, аномально высокое пластовое давление, «мобильный» шельф, геостатическое и гидродинамическое давление, коэффициент аномальности, интервальные скорости.

**Golovachev Eduard Mikhaylovich**
JSC Krasnodarneftegeofizika

**Annotation.** In the areas and regions mobile shelf, where the vast majority of oil and gas fields, of anomalous high reservoir pressure, the most typical since the depths of 1900–2000 m. The increase of pressure with depth in general corresponds to the gradient 0,0304 MPa/m, however, is often observed an abrupt increase of pore pressure prediction, resulting from the cyclic structure of sedimentary strata and the development of intervals «false collecto-ditch». The cross-cutting nature of anomalous high reservoir pressure can be installed on the seismic time sections on anomalies of the type «fluid breakthrough.» The reliability estimates of the magnitude of the pressure depends on the degree of knowledge equato-Rial area, and in different situations you can use either only about-Stacie of a formula or set of design tools, including cross-plots «velocity – depth – pressure».

**Keywords:** oil and gas fields, abnormally high formation pressure, «mobile shelf», geostatistical and hydrodynamic pressure, the coefficient of the anomalous, interval velocity.

Поиски путей предотвращения неожиданных осложнений, связанных с прохождением скважиной интервалов разреза с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД), предпринимаются на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса. Предпочтение, естественно, следует отдавать таким из них, которые с достаточно высокой степенью вероятности прогнозируют развитие областей, зон и литолого-стратиграфических комплексов с АВПД до начала постановки буровых работ. В условиях акваторий, при значительных материальных затратах на бурение скважин, эта проблема встает особенно актуально и остро.

Всякий раз, закладывая первую или очередную скважину, необходимо искать ответы на вопросы о площадном распространении, глубине вскрытия и интенсивности проявления АВПД. Степень достоверности ответов на подобные вопросы будет определяться главным образом степенью изученности акваторий теми или иными методами и их прогностическими возможностями. Неоднозначность, с которой приходится сталкиваться при интерпретации результатов практически любого метода, существенно ограничивается, если в прогнозе ситуации используется единая система критериев и признаков, выявляемых в отдельности каждым участвующим в исследовании методом.

На региональном этапе исследований акватории предположения о проявлениях АВПД и прогнозная оценка их интенсивности основываются, прежде всего, на обнаружении на сейсмических временных разрезах диагностических особенностей сейсмической записи.

Дополнительно привлекается независимая от сейсморазведки информация: единичные замеры давления в пробуренных на смежных площадях скважин; экстраполяция данных со стороны прилегающих к акватории и хорошо изученных провинций; общие геологические и термобарические закономерности развития АВПД, установленные на ряде площадей и месторождений в России и за рубежом.

Сведения о наличии АВПД в скважинах морских месторождений содержатся в многочисленных публикациях, и это со всей очевидностью указывает на повсеместное распространение этого явления: Северное море (м-ние Экофиск), Баренцево (группа площадей), Черное (м-ние Голицыно и др.), Мексиканский залив (группа м-ний), Венесуэла (м-ния Маракаибской впадины), Каспийское море (группа м-ний), Японское (м-ния залива Тояма и долины Нагаока), Южно-Китайское (м-ния на островах), м-ния на шельфе Новой Гвинеи и многие другие [1, 2, 3, 4 и др.].

При всем многообразии геологических ситуаций и локальных особенностей термобарических эффектов все эти районы и месторождения мира и сопутствующие им феномены имеют единую тектоническую приуроченность к подвижным мегаблокам земной коры – окраинным плитам в краевых частях платформ и молодых геосинклинальных областей, которые объединяются геоморфологическим понятием «мобильный шельф». В этих областях на протяжении последних геологических периодов происходило интенсивное накопление, погружение и захоронение осадочного материала (как правило, обогащенного органическим веществом) с одновременным возникновением гидродинамически замкнутых систем.

Весьма значителен вертикальный размах и стратиграфический диапазон осадочных комплексов с АВПД – от 800–900 м до 5–6 км и от неоген-палеогеновых до силурийских образований, представленных песчано-глинистыми и карбонатными, реже вулканогенно-осадочными и другими толщами.

Глубина 800–900 м и, следовательно, примерно равная ей мощность региональной покрышки (например, на м-ниях Бахар, Голицыно), по-видимому, является минимальной для развития АВПД. Чаще всего первое проявление повышенного и АВПД отмечается на глубинах 1900–2200 м. Глубже по разрезу пластовое давление либо непрерывно, либо скачкообразно возрастает (рис. 1).

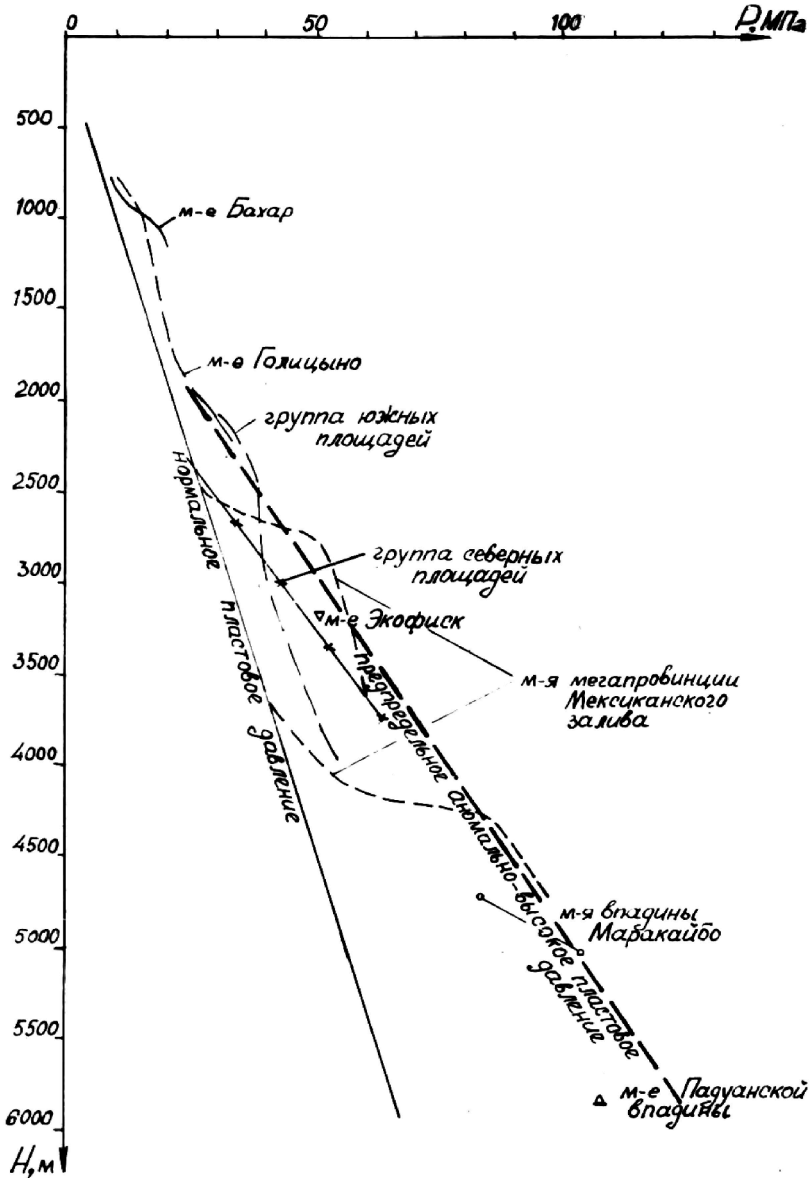


**Рисунок 1 – Осредненные зависимости пластового давления от глубины на месторождениях и площадях в различных акваториальных регионах**

В последнем случае каждое очередное, более глубокое, повышение давления приурочено к подошве очередной глинистой покрышки в циклически построенных осадочных толщах, т.е. нижняя часть покрышки выступает в роли «ложного коллектора», количество региональных природных резервуаров (коллекторов с флюидоупорами) может быть от 2–3 до 6–7 с чередованием в разрезе с «шагом» ~ 300 м (например, на месторождениях мегапровинции Мексиканского залива).

Если первые проявления АВПД отмечаются на глубинах более 3000 м, то они, как правило, являются более мощными и стремятся как бы «выйти» на единую для всех регионов кривую (с коэффициентом аномальности, достигающим 1,9), ответвление которой от линии нормального гидростатического давления начинается на глубине около 2000 м (рис. 1).

Так, например, $P_{пл}$ на месторождениях впадины Маракаибо в интервале глубин 4700–5000 м находится в пределах 84–105 МПа; на одном из месторождений в Падуанской впадине в Адриатическом море на глубинах 5300–6300 м $P_{пл}$ достигает 108,2 МПа; на месторождениях штата Луизиана в Мексиканском заливе на глубине 4600 м $P_{пл}$ равно 94 МПа [2].

Все эти ундулирующие в экстремальных точках значения в общем можно аппроксимировать линией $P_{план}$ ($H$), имеющей градиент, начиная с глубины 2000 м, 0,0304 МПа (рис. 1, тонкий штрих).

Если же говорить о максимальных значениях коэффициента аномальности, то У. Фертль [4] называет величины 2,0–2,1 и отмечает случаи, когда удельный вес бурового раствора приходилось доводить до 2,6 г/см$^3$. Но тогда данная обобщающая линия $P_{план}$ (она названа «предпредельной») разделяет области типичного для акваторий АВПД и предельного АВПД (рис. 1, жирный штрих).

Отмечая типичность проявления АВПД для шельфовых областей – активных, подвижных блоков земной коры, в то же время необходимо подчеркнуть такую его особенность, как независимость от возраста заполняющих бассейн отложений: области и зоны АВПД – это относительно самостоятельные подсистемы в системе «бассейн осадконакопления», обладающие сквозным характером, собственной, если так можно выразиться, гидродинамической структурой, накладываемой на структуры литолого-стратиграфические.

Как было показано для условий Днепровско-Донецкой впадины [5], при статистических обобщениях обнаруживается зависимость величины градиента $P_{план}$ от интенсивности локальных поднятий, т.е. отношения амплитуды складки к ее площади. Вполне возможно, что данное эмпирическое правило носит всеобщий характер.

В этом случае прогнозная оценка начального пластового давления в условиях акваторий на стадиях их региональной изученности допустима, например, по формуле:

$$P_{пл} = 0{,}1H \cdot 0{,}1\ (I \pm 0{,}1),\ \text{МПа}, \qquad (1)$$

где $I$ – интенсивность локальных поднятий (изменяется от 1 до 2); $H$ – глубина вскрытия пласта, м.

Следует отметить, что параметр $I$ с достаточной точностью можно определить по данным сейсморазведки.

Несомненно, за обнаружением связи давления с параметром $I$ вскрывается более глубокая закономерная взаимосвязь и взаимообусловленность геологических процессов: компрессионно-дегидратационных преобразований осадочных толщ и органического вещества, раскрытия вертикальных и латеральных миграционных каналов, формирования складок, ловушек и скоплений в них нефти и газа под действием изменяющихся во времени и геологическом (структурно-вещественно-энергетическом) пространстве градиентов геостатического и гидродинамического давления, температуры и других факторов.

Поэтому вполне могут быть объяснены и служить в качестве поисковых критериев и признаков сопутствующие этим процессам явления: повышенная температура (тепловой поток) над и внутри резервуаров с АВПД; повышенная минерализация пластовых и поровых вод; метасоматического характера зонально-контактовые и площадные минеральные новообразования (осернение, кальцитизация, пиритизация, окварцевание и пр.) и первичные ореолы рассеяния железа, меди, цинка, ртути и др. химических элементов.

На условия акваторий можно перенести еще одну общую закономерность, касающуюся стадии преобразования ОВ и миграции в первую очередь его наиболее подвижных компонентов. По всей вероятности, на морских площадях, разрез которых представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями, гораздо чаще будут встречаться резервуары и ловушки с газовыми скоплениями, находящимися под избыточным давлением.

Конечно, при увеличении глубины залегания ловушек либо увеличении возраста вскрываемых скважиной отложений залежи с АВПД будут представлены продуктом в зависимости от конкретных термобарических условий [2, 4]. Наконец, не менее важное значение следует придавать тому факту, что с увеличением АД весьма существенно будет возрастать и зона разуплотнения пород над залежью.

Под воздействием АВПД над основными газовыми залежами в переходной зоне флюидоупора (в «ложном коллекторе») формируются залежи слоисто-линзовидные и проникновения, или внедрения [6]. Прорывы газа (либо смеси газа с водой, либо газоконденсата) следует ожидать по зонам трещиноватости и другим тектоническим каналам флюидных прорывов. При этом залежи проникновения и газонасыщенные каналы миграции иногда удается фиксировать на временных разрезах по характерным особенностям сейсмической записи, которые можно назвать аномалиями типа «флюидный прорыв». По вертикальному размаху, или временному интервалу, проявление аномалии можно в самом первом приближении оценить интенсивность ожидаемого пластового давления (конечно, при условии, что аномалия типа «флюидный прорыв» не достигает поверхности дна).

С каждым очередным уровнем исследования морских площадей возрастает объем информации, позволяющий повысить надежность прогноза АВПД, при этом могут быть реализованы различные подходы и методические приемы. Например, широко распространена методика составления нормальных зависимостей скорости от глубины для конкретных литолого-стратиграфических комплексов и сравнения с наблюденными значениями интервальной скорости: занижение скорости (особенно в контуре аномалии типа «флюидный прорыв») по отношению к нормальным значениям может указывать на наличие АВПД [7].

Авторами данной статьи был предложен способ построения кросс-плотов «скорость – глубина – давление», основанный на обобщении по конкретному региону данных об изменении с глубиной дифференциального давления $\Delta P$ ($H$), определяемого как разность геостатического и гидродинамического давлений с разными коэффициентами аномальности. Обязательным условием при составлении палеток такого типа является наличие подробной информации о скоростях распространения продольных сейсмических волн в глинистых и песчано-алевролитовых отложениях изучаемого региона.

На основании имеющейся информации о величинах геостатического давления составляется номограмма, характеризующая изменение $\Delta P$ ($H$) в зависимости от коэффициента аномальности пластового давления. Затем эталонные кривые скорости ($H$) переводятся в зависимости скорости от дифференциального давления и далее в совокупность зависимостей скорости от глубины и коэффициента аномальности. Прогнозная количественная оценка аномальности давления в конкретном литофациальном комплексе по данному способу заключается в нанесении на палетку определенной по данным сейсморазведки либо акустического каротажа интервальной скорости и интерполяции точки между кривыми коэффициентов аномальности давления [8].

Данный способ расчета аномального давления показал достаточно хорошую сходимость расчетных и наблюденных значений пластового давления (в пределах 8–13 %) при опробовании на известных месторождениях Азово-Кубанской области, Тимано-Печорской провинции, Баренцево моря, а по ряду скважин северо-западного шельфа Черного моря отклонения расчетного $P_{пл}$ от замеренного составили не более 2 %.

Основная трудность при применении этого способа связана с полнотой сбора данных, достоверностью их обобщения (осреднения) и корректностью переноса полученных зависимостей на акваториальные площади, которые не всегда оказываются идентичными изученным.

Тем не менее, если для какого-либо конкретного региона набор исходных данных ($V_{инт}$, $P_{пл}$) достаточно представителен, то определения пластового давления могут быть выполнены весьма корректно.

Так, например, применяя кросс-плоты типа «скорость – глубина – давление» и используя полученные по данным сейсмокаротажа значение $V_{инт}$, для караган-чокракского интервала разреза были выполнены определения $K_{ан}$ по скважинам площади Прибрежной. Соотношение фактического и прогнозного коэффициента аномальности по трем скважинам – № 1 – 2,02/2,07; № 2 – 2,00/1,95 и № 3 – 1,98/2,07 – подтверждает их высокую сходимость.

**Выводы**

1. Можно утверждать, что проявления АВПД, характерны для подвижных блоков земной коры (участков «мобильного шельфа») и носят сквозной характер, практически не зависимый от возраста отложений.
2. Чаще зоны АВПД начинают фиксироваться с глубин 1900–2000 м; имеют средний градиент 0,0304 МПа/м; связаны преимущественно с газовыми накоплениями.
3. В некоторых случаях эти зоны отображаются на временных разрезах аномалиями типа «флюидный прорыв».
4. Знание общих закономерностей возникновения и проявления АВПД, а также степень изученности акваториальных площадей и смежных территорий, оказывающей влияние на полноту и представительность информации о петрофических свойствах и термобарических характеристиках разреза, позволяет с той или иной степенью достоверности проводить количественную оценку величины АВПД.

**Литература:**


1. Былевский Г.А., Кунин Н.Я., Танкибаев М.А. Исследования АВПД в палеозойской толще Прикаспийской впадины при поисках и разведке подсолевых нефтяных залежей // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 31–36.
2. Калинко М.К. Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и поисков в них нефти и газа. – М. : Недра, 1977.
3. Халимов Н.Ю., Балаев Э.С. О возможности прогнозирования сверхвысоких пластовых давнений на малых глубинах / в сб. : Геология морских нефтегазовых месторождений, бурение нефтяных и газовых скважин. – Баку : Тр. ВНИПИгаза, 1983. – С. 49–57.
4. Фертль У. Аномальные пластовые давления / пер. с англ. – М. : Недра, 1980. – 398 с.
5. Орлов А.А., Черный М.И., Ткаченко Ю.Ф. Зависимость АВПД от количественных характеристик локальных структур Днепровско-Донецкой впадины // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1979. – № 7. – С. 20–23.
6. Амурский Г.И., Соловьев Н.Н., Тимонин А.Н. Некоторые особенности строения карбонатного резервуара и их влияние на морфологию газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1981. – № 8. – С.1–6.
7. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М. : Недра, 1982. – 232 с.

8. Земцов Е.Е., Шкирман Н.П. Прогнозирование зон АВПД с помощью палеток «глубина – скорость – давление» // в сб.: ЭИ ВНИИОЭНГ сер. Нефтегазовая геология и геофизика. – 1985. – Вып. 7. – С. 8–12.

**References:**

1. Bylevsky G.A., Kunin N.Ya., Tankibayev M.A. Researches AVPD in Paleozoic thickness of Caspian Depression by searches and investigation of subsalt oil pools // Geology of oil and gas. – 1979. – № 7. – P. 31–36.
2. Kalinko M.K. Methods of a comparative assessment of prospects of oil-and-gas content of water areas and searches in them of oil and gas. – M. : Nedra, 1977.
3. Halimov N.Yu., Balayev E.S. About a possibility of forecasting of ultrahigh sheeted davneniye at small depths / in col. : Geology of sea oil and gas fields, drilling of oil and gas wells. – Baku : Tr. VNIPIgas, 1983. – P. 49–57.
4. Fertl U. Abnormal reservoir pressures / lanes with English – M. : Nedra, 1980. – 398 p.
5. Orlov A.A., Cherny M.I., Tkachenko Yu.F. Dependence AVPD from quantitative characteristics of local structures of the Dnieper and Donetsk hollow // Oil and gas geology and geophysics. – 1979. – № 7. – P. 20–23.
6. Amurskiy G.I., Soloviev N.N., Timonin A.N. Some features of a structure of the carbonate tank and their influence on morphology of gas deposits // Geology of oil and gas. – 1981. – № 8. – P. 1–6.
7. Averbukh A.G. Studying of structure and properties of rocks at seismic exploration. – M. : Nedra, 1982. – 232 p.
8. Zemtsov E.E., Shkirman N.P. Forecasting of zones AVPD by means of palettes «depth – speed – pressure» // in col. : EI VNIIOENG vol. Oil and gaz geology and geofizics. – 1985. – Issue 7. – P. 8–12.