

УДК 622.241.83

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА  
АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE COEFFICIENT  
OF ANOMALY HIGH FORMATION PRESSURE  
ON THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS**

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений  
Санкт-Петербургский горный университет  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Горпинченко Алексей Николаевич**

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

**Аннотация.** В статье проанализировано влияние коэффициента аномальности на параметры разработки месторождений – пластовое и гидростатическое давление, пористость и проницаемость пород-коллекторов, скорость движения флюида в пласте. Данный показатель до сих пор изучается, так как он позволяет учитывать энергетическое состояние пласта при выборе и корректировке технологических операций при бурении, увеличения продуктивности и дебита скважин путём использования методов поддержания пластового давления, методов интенсификации и методов увеличения нефтегазоотдачи. Но при этом допускают, что при использовании данного коэффициента аномальности есть неточности, которые могут привести к ошибкам и не давать ответов на ряд вопросов с точки зрения геологии и гидрогеологии.

**Ключевые слова:** обзор представлений о аномальности пластовых давлений, особенности аномально высоких пластовых давлений, происхождение аномально высоких пластовых давлений, прогнозирование аномально высоких пластовых давлений, проблема освоения залежей углеводородов в условиях аномально высоких пластовых давлений, опыт разработки месторождений с коэффициентом аномальности пластовых давлений.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department  
of Development and Operation  
of Oil and Gas Fields,  
Saint Petersburg Mining University  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Gorpinchenko Alexey Nikolaevich**

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

**Annotation.** The article analyzes the influence of the anomaly coefficient on the parameters of field development – reservoir and hydrostatic pressure, porosity and permeability of reservoir rocks, the velocity of fluid in the reservoir. This indicator is still being studied, since it allows taking into account the energy state of the formation when choosing and adjusting technological operations during drilling, increasing well productivity and flow rate by using reservoir pressure maintenance methods, stimulation methods and methods for increasing oil and gas recovery. But at the same time, it is assumed that when using this anomaly coefficient, there are inaccuracies that can lead to errors and not provide answers to a number of questions from the point of view of geology and hydrogeology.

**Keywords:** review of ideas about the anomaly of reservoir pressures, features of abnormally high formation pressures, origin of abnormally high formation pressures, forecasting abnormally high formation pressures, problem of developing hydrocarbon deposits under conditions of abnormally high formation pressures, experience in field development with reservoir pressure anomaly coefficient.

**Обзор представлений об аномальности пластовых давлений**

**В** соответствии с основными направлениями экономического развития Российской Федерации необходимо обеспечить дальнейшее укрепление и расширение минерально-сырьевой базы страны, повышение эффективности и качества подготовки к освоению разведанных запасов полезных ископаемых. Это предполагает открытие новых нефтегазоносных территорий и освоение всё больших глубин в известных районах. При этом проблема добычи нефти и газа из глубокозалегающих горизонтов с каждым годом становится всё более актуальной. Значительное число скважин с мощным осадочным чехлом бурится уже на глубины 5–7 км. Бурение скважин на большие глубины, как правило, сопряжено с существенными трудностями их

проводки, вызванными усложнением горно-геологических условий, к которым, в первую очередь, относится повышенная частота встречи толщ с *аномально высокими пластовыми давлениями* (АВПД) флюидов.

Аномально высокие давления флюидов в недрах осадочного чехла в настоящее время выявлены во многих нефтегазоносных бассейнах и на сравнительно небольших глубинах (1–4 км). Отсутствие сведений о фактических значениях поровых и пластовых давлений на конкретных глубинах, а также данных о пределах прочности пройденных пород приводит к неточному выбору плотности промывочной жидкости и вызывает различные осложнения. Проектирование и спуск промежуточных обсадных колонн при отсутствии чётких критериев выделения пластичных глин, которые необходимо перекрывать более прочными трубами, нередко приводят к смятию колонн. В этих условиях выполнение одной из основных задач, а именно значительного увеличения скоростей бурения скважин, возможно лишь при внедрении наиболее перспективной его технологии, которая основана на:

- своевременном выявлении зон с аномально высокими давлениями флюидов;
- количественном определении и прогнозировании на десятки и сотни метров вглубь ниже фактического забоя скважины поровых и пластовых давлений по разрезу;
- начальных и текущих пределов прочности пород;
- оценки состояния ствола на текущий момент и прогнозирования возможных осложнений во времени при неизменной плотности промывочной жидкости;
- определении её оптимальной плотности во времени для сохранения необходимой устойчивости ствола;
- выявления в разрезе пластичных глин для перекрытия их высокопрочными обсадными трубами во избежание смятия колонн.

Появившаяся возможность решения перечисленных выше задач по результатам геофизических исследований или геолого-технологическим данным вносит коренные изменения в технологию бурения глубоких скважин на месторождениях с АВПД.

Целенаправленные исследования в области практической реализации способов выделения зон АВПД, количественной оценки давлений и решения других технологических задач с использованием различных методов стали проводиться с 1970 года.

Выявление и количественная оценка пластов с аномально высокими давлениями имеют исключительно важное значение при поисково-разведочных работах, бурении и добыче углеводородов. Опыт работ показывает, что существует хорошая корреляция между наличием и величиной пластовых давлений, с одной стороны, и коэффициентом глинистости осадочных разрезов – с другой. Распространение скоплений нефти и газа в недрах определяется региональными и локальными термобарическими условиями, т.е. зависит от давления и температуры.

Знание ожидаемых градиентов порового давления и давления разрыва является основой для эффективного бурения скважин с правильной программой применения промывочных жидкостей соответствующего удельного веса и технически обоснованной конструкцией скважины, а также для того чтобы заканчивание скважин было эффективным, безопасным и позволяло глушить скважину без излишнего ущерба для пласта. В процессе разработки пластовые давления оказывают влияние на сжимаемость и прочность пород-коллекторов и могут быть причиной притока воды из прилегающих интервалов, сложенных глинистыми сланцами, что служит дополнительным движущим механизмом при добыче углеводородов.

Предполагаемые движущие механизмы коллекторов с аномально высоким давлением включают:

- 1) поступление вод из прилегающих к потенциально продуктивным пескам зон глинистых пород (приток вод из глинистых пород);
- 2) сжимаемость и разрушение скелета породы;
- 3) поступление вод в коллектор из небольших водоносных зон и т.д.

Говоря об аномально высоких давлениях флюидов в горных породах, следует отметить, что в настоящее время отсутствует чёткое разделение понятий «аномально высокого» и «сверхвысокого» давлений. Термином «аномально высокое» (или «сверхвысокое») пластовое давление (АВПД) принято называть такое давление в гидродина-

мически замкнутых системах, которое в 1,3 раза и более превышает условное гидростатическое. Давление же, не достигающее коэффициента аномальности 1,3, но превышающее среднее его значение 1,05, называют *повышенным пластовым давлением*. При этом понятие «сверхвысокое» давление рекомендуется использовать по отношению к огромным по абсолютным значениям пластовым давлениям глубинных залежей без указания его нижнего предела, а термин «АВПД» – преимущественно при описании условий относительно небольших глубин.

При этом высокие и сверхвысокие давления можно объединить под общим термином «аномально высокие» (АВПД). Кроме того, опыт изучения осадочных толщ с АВПД в различных районах показывает, что встречаются 3 вида аномальных давлений:

1) пластовые давления в достаточно мощных и выдержанных по простиранию пластах-коллекторах;

2) пластовые давления в линзовидных тонких (маломощных) пропластках;

3) поровые давления в глинах (аномальные и нормальные).

Поэтому в тех случаях, когда возникает необходимость акцентировать вопрос, о каких аномально высоких давлениях флюидов идёт речь, то следует пользоваться следующими их обозначениями: АВПлД, АВПлтД и АВПод, объединив их общим символом АВПД. Давления в линзовидных пропластках коллекторов (АВПлтД) обычно выше значений АВПлД в хороших коллекторах, а от АВПод (при равенстве численных значений) их отличает характер проявлений давлений при бурении скважин. Аномально высокие давления в порах глин могут приводить к выпиранию пород в ствол скважины и их обвалообразованию, в то время как аномально высокие давления в тонких линзовидных коллекторах – вызывать проявления скважины в процессе бурения и неожиданные выбросы глинистого раствора.

Появление коэффициента аномальности пластовых давлений  $K_a$  связывают как следствие обнаружения АВПД. Первоначально сведений по АВПД было в целом мало, и они были неполными и бессвязными, им не придавалось должного значения. В 1938 году первую гипотезу о причинах появления АВПД предложил В.К. Иллинг. В своей работе автор утверждал, что образование АВПД происходило вследствие быстрого отложения глин, сопровождаемого оттоком флюидов из глинистых толщ. Соответственно АВПД зависит от темпа накопления и времени захоронения осадков.

Этой же гипотезы в последующих работах придерживались Дж. Дикинсон в 1953 году, М.К. Хьюберт и У. Раби в 1959 году. Они дополнили объяснение процесса гравитационного уплотнения глин путём принятия жидкости части веса толщи пород, где внутри образуется аномальное давление.

С конца 70-х и до 90-х годов прошлого столетия АВПД уделялось пристальное внимание по причине частого обнаружения зон с наличием повышенного или супергидростатических давлений и возникновения аварийных ситуаций при бурении и эксплуатации скважин.

Однако большинство учёных (А.Е. Калинин, Г.А. Бабалян, И.М. Губкин, У.Х. Фертль, и др.), подтверждая или предлагая свои те или иные гипотезы формирования АВПД, не заостряют внимание на коэффициент аномальности. Выделяют, что коэффициент аномальности является основной характеристикой АВПД. Почти везде приводится стандартное определение данного технологического показателя: коэффициент аномальности – это отношение пластового давления к нормальному (гидростатическому) на этой же глубине:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{гст}}, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{гст}$  – гидростатическое давление.

В бурении коэффициент аномальности (его ещё называют коэффициентом пропорциональности) могут использовать для нахождения пластового давления:

$$P_{пл} = \rho_v \cdot g \cdot h_{пл} \cdot K_a, \quad (2)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $h_{пл}$  – глубина залегания пласта, м.

Гидростатическое давление определяется формулой:

$$P_{\text{гст}} = \bar{\rho}_в \cdot g \cdot H, \quad (3)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $\bar{\rho}_в$  – средняя плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – высота столба пластовых вод.

Для удобства вычислений используют плотность пресной воды, равную 1000 кг/м<sup>3</sup>. Тогда нормальное пластовое давление становится условным гидростатическим давлением, а коэффициент аномальности пластового давления – это безразмерная величина, обозначающая аномальность давлений флюидов.

Более подробно технологический параметр был рассмотрен в статье Б.П. Акулинчева и А.А. Орлова, где авторы поднимают проблему информативности коэффициента аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике. Как отмечают авторы, неточность методики расчёта  $K_a$ , которая в отрасли является общепринятой, связано с взятием условного гидростатического давления, т.е. расчётного давления столба жидкости с высотой, равной этой глубине, и постоянной плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>, т.е. за основу берут так называемое *условное гидростатическое давление*. Определена следующая зависимость в формуле расчёта коэффициента аномальности пластового давления:

$$K_a = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{гст}}^{\text{усл}}} = \frac{(P_{\text{изб}} + \int \rho \cdot g \cdot \partial H)}{g \cdot H}, \quad (4)$$

где  $K_a$  – коэффициент аномальности;  $P_{\text{пл}}$ ,  $P_{\text{гст}}^{\text{усл}}$  и  $P_{\text{изб}}$  – пластовое, условно гидростатическое и избыточное давления, МПа;  $\rho$  – плотность флюидов, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина скважины, м.

Вышеприведённая информация позволяет выделить следующие особенности коэффициента аномальности  $K_a$ :

- приближением к поверхности и наличием давления, которого в избытке на устье скважины, коэффициент аномальности стремится к бесконечности, а с ростом глубины – стремится к единице, т.е. на разных глубинах вскрытия одного и того же пласта значение коэффициента аномальности будет отличаться;
- коэффициент аномальности зависит в большей степени от изменения плотности флюида по глубине, площади распределения пласта и от их состава;
- при одинаковом гидродинамическом напоре коэффициент аномальности зависит от альтитуды устья скважины;
- выброс газа возможен даже при  $K_a < 0,5$  (т.к. процесс появления избыточного давления зависит от напора и плотности флюидов, значения коэффициента аномальности не гарантируют точный прогноз вероятности проявления (отсутствия) фонтанирования скважин).

Коэффициент аномальности неразрывно связан с пластовым давлением, поэтому для изучения факторов, на которые влияет коэффициент аномальности, необходимо подробно рассмотреть месторождения с условиями АВПД и АНПД.

### Особенности аномально высоких пластовых давлений

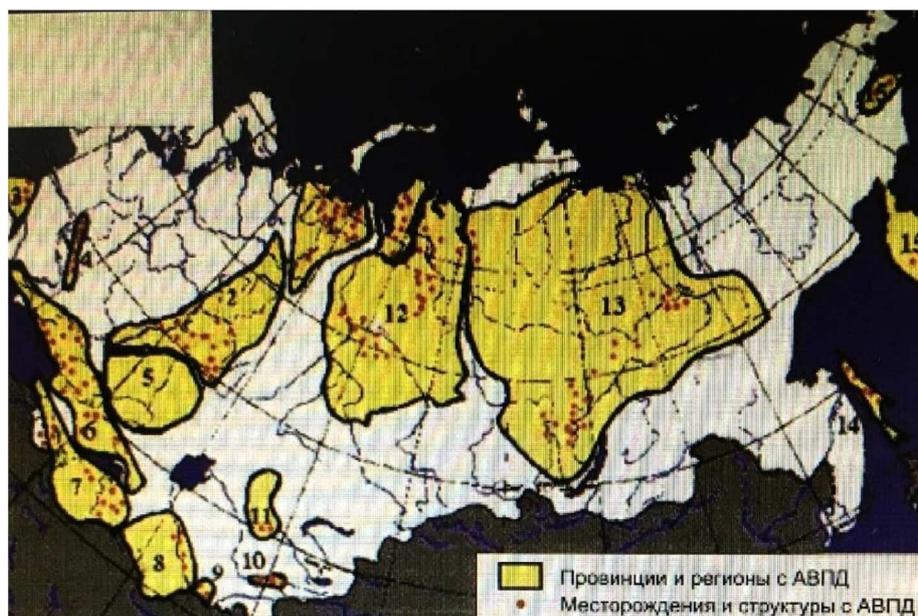
Аномально высокие пластовые давления – это давление пласта, которое существенно превышает горное давление на 20–30 %. Однако некоторые исследователи выделяют ещё одну классификацию по величине  $K_a$  – повышенные пластовые давления ( $1,0 < K_a < 1,3$ ), а аномально высокие принимают при значении отношения пластового давления к гидростатическому более 1,3.

В России и странах СНГ как в древних, так и в молодых платформах наблюдается обширное распространение АВПД и повышенные пластовые давления почти во всех нефтегазоносных бассейнах (НГБ), провинциях (НГП) и областях (НГО).

На рисунке 1 приведена схематическая карта распространения аномально высоких пластовых давлений на территории бывшего СССР.

В Европе также отмечают наличие АВПД: Рейнский НГБ, Аквитанский НГБ, Центрально-Европейский НГБ, Паннонский НГБ, Венско-Моравский НГБ и т.д. И в целом по всему миру есть множество примеров наличия аномальных высоких пластовых давлений на месторождениях УВ. Особенно широко распространено АВПД в трещинно-кавернозных коллекторах. Выделено порядка 35 месторождений со всего мира, где наблюдаются коэффициенты аномальности пластового давления выше 1 (табл. 1).

В среднем  $K_a$  по миру составляет 1,538, что классифицируется как аномально высокое пластовое давление, а максимальное значение коэффициента аномальности достигает порядка 2,355 (нефтяное месторождение Джилабат, Иран). Большинство АВПД обнаруживают у нефтяных и газовых залежей на глубине 2–4 км, реже – 400–600 м. Также отмечается, что АВПД может существовать не больше 20 тысяч – 1,6 миллионов лет.



**Рисунок 1** – Схематическая карта распространения аномально высоких пластовых давлений на территории бывшего СССР:

- 1 – Тимано-Печорская НГП; 2 – Волго-Уральская НГП; 3 – Днепровско-Донецкая НГО; 5 – Прикаспийская НГП; 6 – Южно-Каспийская-Мангышлакская НГП; 7 – Южно-Каспийская НГП; 8 – Амударьинская НГО; 9 – Сурхан-Вахшская НГО; 10 – Ферганская НГП; 11 – Чу-Сарынская НГО; 12 – Западно-Сибирская НГП; 13 – Восточно-Сибирская НГП; 14 – Сахалинская НГО; 15 – Камчатско-Анадырская НГО

**Таблица 1** – Характеристика нефтяных и газовых месторождений мира с аномально высокими пластовыми давлениями

Месторождения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$ , МПа	$K_a$	$T_{пл}$ , °C
Экофис (Центральная Европа) нефтяное	3100–3320	49,2	1,614	–
Кикинда-Варош (Сербия) нефтегазовое	1134–1990	24,6	1,32–1,24	109,5
Райкенхаген (Германия) нефтегазовое	2299	39,5	1,718	72–79
Фолкенрода (Германия) нефтяное	635–655	10,0–11,0	1,57–1,68	34
Баренбург (Германия) газовое	2300	42,0	1,82	72
Дюсте (Германия) нефтегазовое	3150	53,0	1,68	–
Тюберген (Голландия) газовое	1400	19,2	1,37	70
Малосса (Италия) нефтегазоконденсатное	–	–	1,77–1,97; 1,20–1,50	–
Эрней (Румыния) газовое	1622–1638	35,0	2,145	60
Лак (Франция) нефтегазовое	3500–5270	67,8	1,96–1,29	130
Беркли (США) газовое	4542	77,3	1,70	–
Хасси-Месауд (Алжир) нефтяное	3280–3400	48,2	1,39–1,50	132
Хасси-Р'Мель (Алжир) газоконденсатное	2130–2400	31,0	1,442; 1409	–
Эль-Гасси (Алжир) нефтяное	3170–3310	43,5	1,338	110
Зотти (Алжир) нефтяное	3210–3270	45,0	1,47	103
Хауд-Беркун (Алжир) нефтяное	3213–3510	51,5	1,515	–

### Происхождение anomalно высоких пластовых давлений

В настоящее время существует целый ряд гипотез возникновения anomalно высоких пластовых давлений. Однако доминирующей причины до сих пор нет. Плюс к этому исследователи склоняются к тому, что у каждого месторождения могут быть свои индивидуальные особенности, которые могут объяснить появление в пласте АВПД. Также большинство принимают факт полигенности АВПД в связи с подтверждением нескольких причин и механизмов его генерации при исследовании одного и того же пласта. В целом нужно учитывать те факторы (геологические, геофизические, геохимические), которые влияют, прежде всего, на само давление в пласте.

Возможны следующие способы образования АВПД:

- недоуплотнение пород (эффект горного давления);
- тепловое расширение воды;
- диагенез глин;
- эвапоритовые отложения;
- осмотические явления;
- тектоника, многолетнемёрзлые породы;
- уплотнение карбонатов и т.п.

Универсальными в региональном масштабе механизмами генерации АВПД являются:

- миграция флюидов в коллектор и уплотнение под весом пород;
- генерации углеводородов;
- вертикально-миграционные;
- тектонические и неотектонические сжатия;
- тепловой фактор.

Причём последнее в виде тепловой энергии пласта существенно влияет на развитие АВПД при условии гидрогеологической изоляции и, как следствие, затруднённого водообмена.

На Уренгойском месторождении флюидные системы являются важным влияющим условием формирования пластового давления. Основные типы флюидных систем:

- элизионные (ЭФС);
- геодинамические (ГФС);
- инфильтрационные (ИФС).

Именно в ГФС существуют деформационно-напряжённые зоны, где и возникают АВПД вследствие наложения высокочастотных и деформационных волновых полей, а сами системы, имеющие повышенные или anomalно высокие пластовые давления и в которых накладываются anomalии в виде давления и температуры, называют системами глубинного генезиса. По результатам анализа залежи ачимовская толща Уренгойского месторождения является полузакрытой геостатической элизионной флюидной системой, а причиной появления АВПД на данном месторождении связывают с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород. Так как по результатам измерения пористости и проницаемости песчано-алевритовых пород месторождение имеет различия с ростом глубины и в целом низкие ФЕС, была установлена связь пластового давления с трещинно-поровыми коллекторами и вторичными коллекторами порового типа. Последнее и является причиной образования АВПД.

Причины формирования в пласте АВПД с точки зрения генетических признаков выделяют следующие: тектонические, гидрогеологические, связанные с воздействием различных локальных геологических факторов, связанные с гравитационным уплотнением осадков. Рост anomalности пластового давления из-за роста температуры обосновывается формулами:

$$\Delta P_{пл} = \frac{\Delta V_{ж}}{V_{п} \cdot (m \cdot \beta_{ж} + \beta_{п})}, \quad (5)$$

где  $\Delta P_{пл}$  – изменение пластового давления;  $\Delta V_{ж}$  – изменение объёма жидкости, насыщающей породу;  $V_{п}$  – объём породы;  $m$  – пористость;  $\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости;  $\beta_{п}$  – коэффициент сжимаемости породы.

$$\Delta P_{пл} = \frac{[3 \cdot \tau \cdot \varepsilon_{ж} + (2 - 3 \cdot \tau) \cdot \varepsilon_{п}] \cdot \Delta T}{\tau \cdot \beta_{ж} + (1 - \tau) \cdot \beta_{п}}, \quad (6)$$

где  $\varepsilon_{ж}$  – коэффициент теплового расширения жидкости;  $\varepsilon_{п}$  – коэффициент теплового расширения породы;  $\Delta T$  – изменение температуры.

Образование и поддержание АВПД также объясняется быстрой дегидратацией глин при высокой скорости осадконакопления, литологией осадков, тектоническими процессами и геотермическим режимом. По своей сути, здесь первую и главную причину формирования АВПД связывают с поровыми давлениями в мощных глинистых пластах.

Ряд учёных ставят акцент на внедрение в пласт глубинных газов, парогазовых или газожидкостных смесей, из-за чего АВПД проявляется по причине геодинамического пульсирующего продавливания флюида под соленосные и глинистые покрывки вышележащих отложений. Если рассматривать газовые фазы как основополагающий фактор для образования и поддержания аномальных пластовых давлений, то с этой точки зрения выделяются 2 условия образования АВПД и АНПД:

- 1) наличие герметичной покрывки у пласта-коллектора, позволяющей изолироваться от передачи гидростатического давления воды, содержащегося в пласте;
- 2) поступление из глубинных разломов (нижерасположенных пластов) газовой фазы.

Выявлен общий признак, дающий основание предполагать, что в пласте присутствует АВПД – в условиях ухудшения ФЕС пород-коллекторов аномально высокие пластовые давления сформировываются за счёт осложнения оттока геофлюидов из природных резервуаров.

Если сослаться на первые исследования и утверждения В.К. Иллинга, Дж. Дикинсона, Г.А. Бабаляна, И.М. Губкина и др., то можно вывести список главных причин появления АВПД:

- войства пород-коллекторов;
- рост давления в коллекторе;
- тектонические движения;
- скорость седиментации;
- пьезометрический уровень флюидов;
- условия осадконакопления.

А тектоническая и неотектоническая активность, связанная со снижением пластового давления из-за его распределения по тектоническим нарушениям в сопровождении выхода флюида, характеризует выделение АВПД.

Все вышеприведённые базисные теории образования аномально высоких пластовых давлений дают общее представление о причинах проявления пластового давления, намного превышающее гидростатическое. Таким зонам с АВПД, чтобы давление не распределилось по пласту с гидростатическим давлением, необходимо замкнутое пространство с почти непроницаемыми границами. Однако это лишь малая и обобщённая часть, которая важна с геологической точки зрения. Необходимо ещё рассмотреть данное явление под углом зрения бурения и разработки таких залежей.

### **Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений**

Для бурения нефтяных и газовых скважин наличие АВПД является серьёзной технологической проблемой, приводящей к авариям, и ключом к решению этой проблемы становится предотвращение аварий путём прогнозирования наличия аномально высоких пластовых давлений. Для этого используют показатель коэффициента аномальности пластового давления  $K_a$ , благодаря которому можно определить зону пласта (территорию), где предположительно может присутствовать АВПД. Однако тут нужно понимать, что не всегда изначально может быть известно пластовое давление на исследуемом участке и в этом случае надо обращаться за помощью к сейсморазведке. Именно сейсмика может помочь с прогнозированием АВПД.

Существует ряд сейсмических методов исследования, которые позволяют до бурения спрогнозировать территории с наличием АВПД:

- метод отражённых волн;
- на поперечных волнах;

- площадной;
- высокоразрешающий;
- очень высокого разрешения.

АВПД идентифицируют по следующим признакам:

- 1) снижение плотности флюидов и скорости их движения;
- 2) повышение пористости пород-коллекторов, пластовой температуры и коэффициента Пуассона.

Благодаря вышеперечисленным параметрам при проведении сейсмических работ АВПД подтвердили на Уренгойском и Ямбургском месторождениях. На этих месторождениях коэффициент аномальности достигает значений от 1,7 до 2,0.

Зоны АВПД также определяют по данным ГИС методикой «кривых нормально уплотнённых глин» – зависимостью между глубиной залегания и каким-либо физическим свойством глинистых пород, которые имеют гидростатическое давление поровой жидкости. По данной методике проводят расчёт аномального давления согласно формуле:

$$P_a = P_H + \frac{g \cdot (\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{в}}) \cdot \Delta h}{\lg\left(\frac{\rho_2}{\rho_1}\right)} \cdot \lg\left(\frac{\rho_H}{\rho_a}\right), \quad (7)$$

где  $\frac{\rho_H}{\rho_a}$  – отношение удельного электрического сопротивления глинистых пород при

нормальном гидростатическом давлении поровой жидкости (снимается с линии нормального уплотнения) к удельному электрическому сопротивлению этих же пород при аномальном поровом давлении (снимается с кривой градиент-зонда);  $\rho_2$  и  $\rho_1$  – удельные электрические сопротивления глинистых пород на глубинах  $h_2$  и  $h_1$  ( $\Delta h = h_2 - h_1$ ) на линии нормального уплотнения глин;  $P_H$  – нормальное гидростатическое давление, равное весу столба пластовой воды от устья скважины до глубины пласта по вертикали (рассчитывается с учётом траектории ствола скважины);  $\gamma_{\text{п}}$  и  $\gamma_{\text{в}}$  – плотности, средневзвешенные по разрезу пород и пластовой воды соответственно;  $g$  – ускорение свободного падения.

На примере скважины Центрального и Восточного Предкавказья с учётом данных ГИС были выделены зоны АВПД путём отображения расчётных кривых пластового (порового) давления и коэффициента аномальности. Полученное расчётным путём давление совпадает в пределах погрешности с давлением, полученным непосредственно при бурении скважины и проведения испытания (рис. 2).

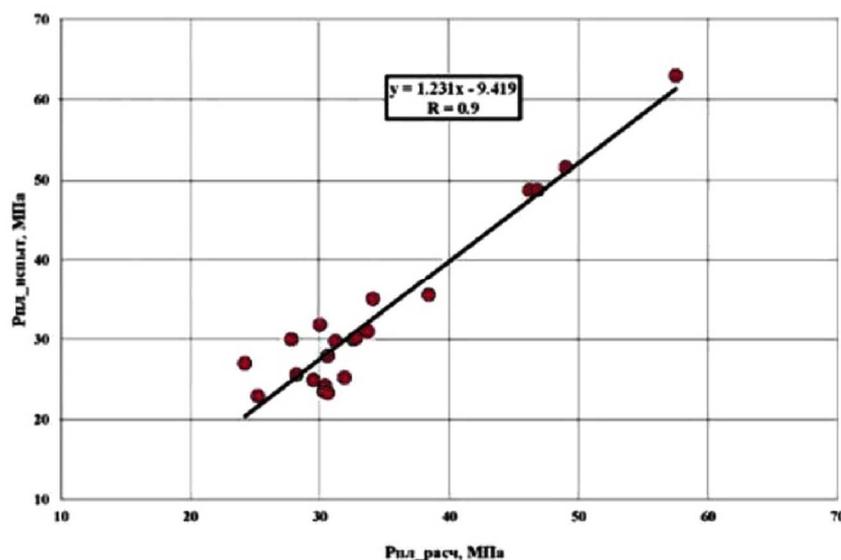


Рисунок 2 – Сопоставление измеренных и расчётных пластовых давлений для скважин Центрального и Восточного Предкавказья

В геофизике методы прогнозирования АВПД классифицируют по времени на 3 основные группы:

- 1) до начала бурения;
- 2) в процессе бурения:
  - при остановке углубления ствола скважины;
  - без остановки углубления ствола скважины;
- 3) после бурения скважин:
  - до спуска эксплуатационной (обсадной) колонны;
  - после спуска эксплуатационной (обсадной) колонны.

Подробное и почти полное перечисление методов и параметров, рассматриваемых в сейсморазведке для выявления АВПД, приведено в таблице 2.

**Таблица 2** – Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений до начала бурения

Название метода	Виды метода	Вид исследования
Региональная геология	Карты пьезометрических уровней	Наложения друг на друга карт, построенных на основе статистических анализов больших объёмов данных
	Региональные карты распределения давления	На основании математических давлений спрогнозировать пластовое давление (в том числе и АВПД), смоделировать условия захоронения осадков и миграцию флюидов под влиянием давления пласта
Геофизические методы	Сейсмические методы исследования	Сейсмические исследования очень высокого разрешения
		Высокоразрешающая сейсморазведка
		Обычная сейсморазведка методом отражённых волн
		Площадная сейсморазведка
	Сейсморазведка на поперечных (S) волнах	
	Интерпретация результатов сейсмических исследований	
Гравиметрия	Гравитационный + сейсмический	Нахождение гравитационных аномалий и совместная интерпретация гравиметрических и сейсмических исследований для более детального и точного результата анализа

Коэффициент аномальности пластового давления является неотъемлемым параметром при прогнозировании АВПД и позволяет не только помочь определить зоны АВПД, но и дать оценку геологических условий, в которых проводят разведку, бурение и разработку залежей месторождений. Также через давление возможно показывать степень влияния последнего на основные технические и геологические параметры.

### **Проблема освоения залежей углеводородов**

#### **в условиях аномально высоких пластовых давлений**

Выше отмечено, что при бурении скважин АВПД может служить причиной аварийных ситуаций, если не учесть такие пластовые условия. В любом случае возникают определённые трудности при бурении скважин в таких районах. Однако для разработки месторождения АВПД играет скорее положительную роль, так как улучшает коллекторские свойства пласта и поддерживает наиболее оптимальный режим работы залежи (чаще упругий режим).

Зная особенности механизмов формирования АВПД, можно определить, какие осложнения возникают в призабойной зоне пласта и в стволе скважины с точки зрения бурения и разработки. При литогенетическом уплотнении залежей во время бурения может происходить сужение ствола, выдавливание инструмента или прихват из-за высоковлажных глин, которые выделяются вследствие наличия АВПД. Если обнаруживают разуплотнение глин, которые уже уплотнились ранее, плюс насыщение углеводородными газами – это может быть из-за аномально высоких пластовых давлений, которые в данном случае образуются путём проникновения флюидов в глинистую толщу.

Стоит выделить следующие проблемы, которые возникают при бурении обычных (2–3 км), глубоких (3–7 км) и сверхглубоких скважин (свыше 7 км):

- поглощение бурового раствора;
- прихваты буровых труб;
- искривление ствола скважины;
- обвалы стенок скважины.

При этом в случае сверхглубоких скважин появляются дополнительные осложнения (высокие температуры, давления и напряжённое состояние пород), из-за которых труднее решить вышеперечисленные проблемы. В таблице 3 приведены примеры сверхглубоких скважин всего мира, где в условиях АВПД (при  $K_a > 1,3$ ) происходили осложнения, возникшие при бурении.

**Таблица 3** – Примеры основных осложнений при бурении сверхглубоких скважин в мире

Скважина	Забой, м	Основные осложнения
Сильян Ринг (Швеция)	6800	искривление ствола; кавернообразование
Биг Хорн (США)	7583	искривление ствола; обвалы стенок скважины
Юниверсити (США)	8686	прихваты бурильной колонны
Берта Роджерс (США)	9583	прихваты бурильных труб
КТБ-Оберпфальц (Германия)	9101	искривление ствола; кавернообразование
Уральская (Россия)	6100	искривление ствола; осыпи, обвалы
Тимано-Печорская (Россия)	6904	искривление ствола
Колвинская (Россия)	7052	искривление ствола; высокое содержание сероводорода в ПЗП
Тюменская скважина газовая (СГ-6) Россия)	7502	искривление ствола; прихваты бурового инструмента; осыпи, обвалы; кавернообразование
Ен-Яхинская (СГ-7) (Россия)	8250	искривление ствола; прихваты; осыпи, обвалы
Кольская (Россия)	12262	искривление ствола; самозаклинивание; кавернообразование

Почти во всех примерах в условиях АВПД наблюдается искривление ствола скважины, чуть реже прихваты бурового инструмента.

### **Опыт разработки месторождений**

#### **с коэффициентом аномальности пластовых давлений**

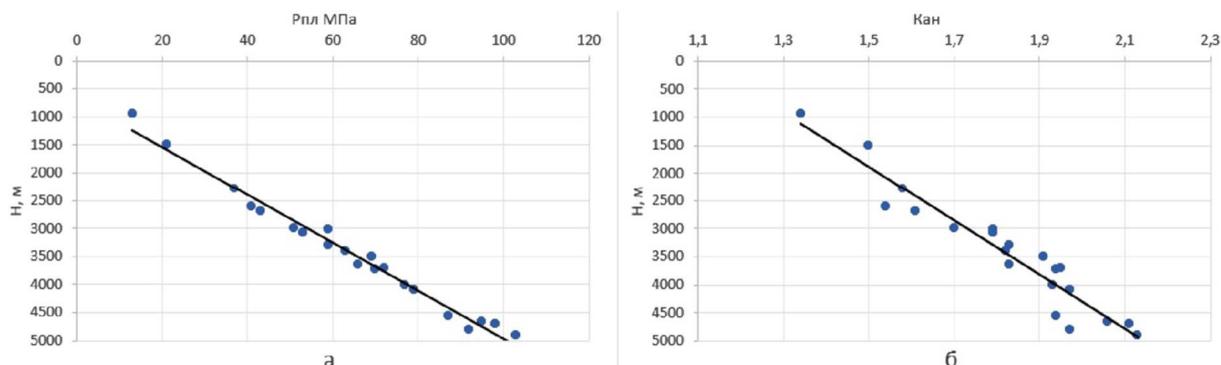
Есть много примеров месторождений, которые разрабатываются в условиях аномальных пластовых давлений.

На основании эмпирических зависимостей в верхнеюрской толще Вос-точно-Кубанской впадины построены графики (рис. 3) и сделан вывод о том, что за счёт практической замкнутости резервуара в результате малой толщины соленосного массива-флюидоупора и ограниченного площадного развития порово-трещинных коллекторов сохраняется аномальность давлений в межсолевых отложениях.

Согласно графикам, коэффициент аномальности пластового давления увеличивается с погружением пласта и можно установить концентричную зональность распределения значений  $K_a$  в межсолевом рапоносном пласте по площади его развития. Это позволяет построить карту-схему распределения давления в пласте Восточно-Кубанской впадины для дальнейшей разработки добычи углеводородов на данной территории. Однако стоит отметить, что снижение пластовых давлений зависит от многих факторов, поэтому на каждом месторождении падение будет происходить с разной интенсивностью.

Зачастую встречаются случаи, когда наблюдаются на одном месторождении зоны АВПД и зоны АНПД. На Чаяндинском месторождении по разрезу пластовые давле-

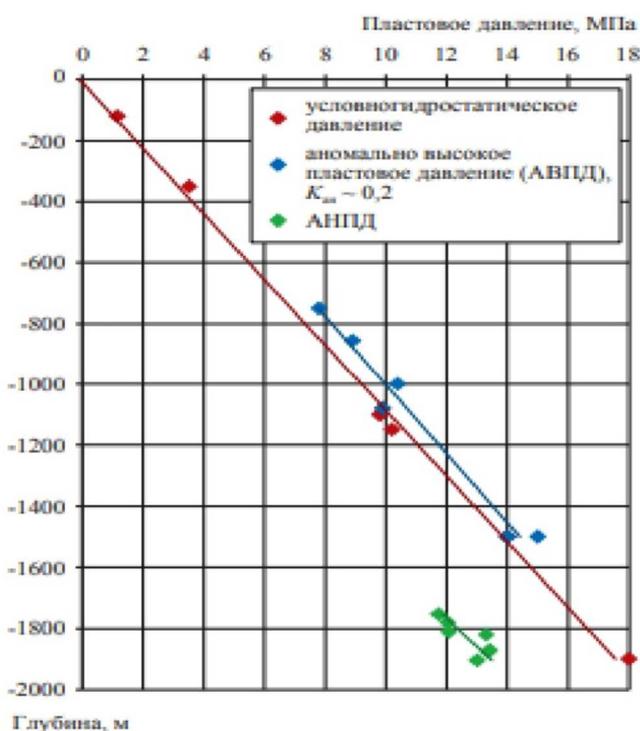
ния изменяются в целом от гидростатических до АНПД (рис. 4). Однако на графике распределения пластовых давлений наблюдаются и глубины, где пластовое давление больше гидростатического почти на 20 %. Из-за повышения минерализации поверхностных вод, которые имеют гидродинамическую связь с толщами, увеличивается их плотность и в результате происходит увеличение пластового давления.



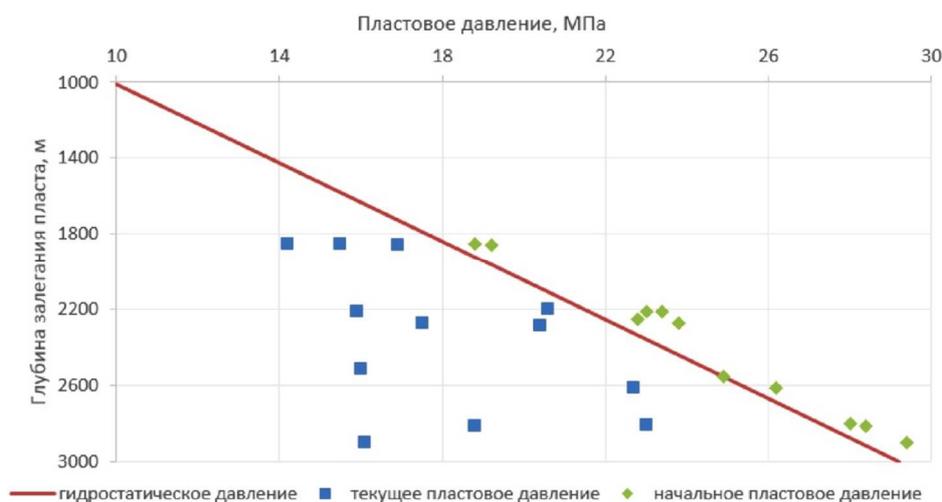
**Рисунок 3** – Зависимость пластового давления (а) и коэффициента аномальности (б) пластового давления от глубины залегания пласта в верхнеюрской толще Восточно-Кубанской впадины

На рисунке 5 показана динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь). В данном случае в верхней части мегатергерской свиты пластовые давления близки к гидростатическим при плотности воды  $1 \text{ г/см}^3$ , а ниже по разрезу воды из-за повышения минерализации имеют плотность порядка  $1,25\text{--}1,30 \text{ г/см}^3$ , что приводит к увеличению пластового давления на  $0,5\text{--}0,6 \text{ МПа}$  выше гидростатического.

Полученные графики распределения пластовых давлений позволяют производить оценку уровня добычи углеводородного сырья в аномальных пластовых условиях, оптимизировать технологию бурения и размещение сетки добывающих скважин в таких зонах и рассмотреть технологии, которые можно применить для решения тех или иных трудностей, возникших при наличии АВПД или АНПД.



**Рисунок 4** – Распределение пластовых давлений в разрезе Чайндинского месторождения



**Рисунок 5** – Динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь)

## Литература

1. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Г.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. – СПб. : Недра, 2005. – 323 с.
2. Геоинформатика нефтегазовых скважин: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
3. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – Вологда : ООО «Инфра-Инженерия», 2019. – 548 с.
4. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.
5. Акулинчев Б.П., Орлов А.А. Об информативности коэффициентов аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике // Системный 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](http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf)
6. Совершенствование технологии цементирования газовых скважин с АВПД на Прибрежной группе месторождений филиала «Кубаньбургаз» / М.О. Ашрафьян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 1. – С. 43–48.
7. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учётом данных бурения и сейсморазведки / В.Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 12–19.
8. Первичное вскрытие бурением аномально-гидропроводных трещинных коллекторов с АВПД флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 44–47.
9. Оценка аномального пластового давления в нефтематеринских хадумских отложениях по данным ГИС / А.А. Гальперина [и др.] // Геофизика. – 2016. – № 6. – С. 45–52.
10. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – № 1. – С. 57–65.
11. 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.
12. Ибрагимов И.Т., Агаев О.И. Выполнение гидропескоструйной перфорации на газодобывающих скважинах с аномально высоким пластовым давлением // Молодой учёный. – 2021. – № 6 (348). – С. 126–129.
13. Иванников В.И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и ее значение для поиска УВ-скоплений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 3. – С. 36–39.
14. Калинин А.Е. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 46–51.

15. 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.
16. Корнев А.И. Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на разработку месторождений: бакалаврская работа // Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела; науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск, 2021. – 98 с.
17. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Г.П. Косачук [и др.] // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 19–27.
18. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 194–200.
19. Орехов А.Н., Амани Мангуа Марк Марсьяль. Изучение зон аномального пластового давления с помощью анализа атрибутов сейсмических полей на примере месторождений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 46–56.
20. Свинцицкий С.Б. Природа зон АВПД в глубоководных отложениях нефтегазоносных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 58–64.
21. Свинцицкий С.Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С. 37–40.
22. Интенсификация притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении / А.А. Сухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 243–252.
23. 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](https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf)

## References

1. Belonin M.D., Slavin V.I., Chilingar G.V. Abnormally high reservoir pressures. Proorigin, forecast, problems of development of hydrocarbon deposits. – SPb. : Nedra, 2005. – 323 p.
2. Geoinformatics of oil and gas wells: tutorial / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
3. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – Vologda : LLC «Infra Engineering», 2019. – 548 p.
4. Tagirov K.M., Nifantov V.I. Drilling wells and underbalanced oil and gas formation penetration. – M. : ООО Nedra-Business Center, 2003. – 160 p.
5. Akulinchev B.P., Orlov A.A. On the informativeness of the coefficients of anomalous reservoir pressures in oil and gas hydrodynamics // System approach in geology: theoretical and applied aspects: materials of the IV All-Russian Scientific Conference (June – September 2011, Moscow) / Georesursy, geoenergetics, geopolitics. – 2011. – № 1 (3). – URL : [http://oilgasjournal.ru/vol\\_3/akulinchev.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf)
6. Improvement of the technology of cementing of gas wells with AVPD on the Coastal group of fields of the branch «Kubanburgaz» / M.O. Ashrafyan [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 1. – P. 43–48.
7. To the problem of prediction of anomalously high formation pressure zones in the section of the Barents-Kara shelf with account of drilling and seismic data / V.N. Borodkin [et al.] // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2019. – № 4. – P. 12–19.
8. Primary drilling penetration of anomalous hydraulic fractured reservoirs with AVPD fluid system / A.G. Vakhromeev [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 44–47.
9. Estimation of anomalous reservoir pressure in oil-maternal Khadum sediments according to GIS data / A.A. Galperina [et al.] // Geophysics. – 2016. – № 6. – P. 45–52.
10. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintsaeв M.Sh. Development of visco-elastic systems and technology for isolation of aquifers with abnormal reservoir pressures during drilling of oil and gas wells // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 247. – № 1. – P. 57–65.
11. Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Forecasting of dynamic reservoir pressure by methods of artificial intelligence // Notes of Mining Institute. – 2022. – Vol. 253. – № 1. – P. 23–32.
12. Ibragimov I.T., Agaev O.I. Performance of hydro jet perforation in gas producing wells with abnormally high formation pressure // Young Scientist. – 2021. – № 6 (348). – P. 126–129.

13. Ivannikov V.I. The nature of abnormal reservoir pressures in oil and gas reservoirs and its significance in search of hydrocarbon accumulations // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2010. – № 3. – P. 36–39.
14. Kalinin A.E. Regularity of formation of abnormally high formation pressures // *Bulletin of the Orenburg State University*. – 2011. – № 16 (135). – P. 46–51.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of geological and geophysical control of the technical condition of gas and gas-condensate wells supports, including wells with abnormally high formation pressures and temperatures // *Oil. Gas. innovations*. – 2013. – № 3 (170). – P. 33–37.
16. Kornev A.I. Influence of formation pressure anomaly coefficient on field development: Bachelor's thesis // National Research Tomsk Polytechnic University, Engineering School of Natural Resources, Department of Oil and Gas Engineering; supervisor. A. Maximova. – Tomsk, 2021. – 98 p.
17. Assessment of factors influencing the initial thermal and baric conditions of the Chayanda oil and gas condensate field / G.P. Kosachuk [et al.] // *Vesti gazovoy nauki*. – 2016. – № 2 (26). – P. 19–27.
18. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Tamponage compositions of reduced density for cementing wells in conditions of abnormally low reservoir pressures // *Notes of the Mining Institute*. – 2019. – Vol. 236. – P. 194–200.
19. Orekhov A.N., Amani Mangua Mark Marcial. The study of anomalous reservoir pressure zones by analyzing the attributes of seismic fields by the example of the fields of Western Siberia // *Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources*. – 2020. – Vol. 331. – № 5. – P. 46–56.
20. Svintsitskii S.B. The nature of AWPД zones in deeply buried sediments of oil-and-gas bearing basins // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2007. – № 4. – P. 58–64.
21. Svintsitskii S.B. On practical use of the coefficient of anomalous reservoir pressure // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2011. – № 10. – P. 37–40.
22. Intensification of gas inflow in the Astrakhan gas condensate field / A.A. Sukhin [et al.] // *Bulatov's readings*. – 2021. – Vol. 1. – P. 243–252.
23. Fenin G.I. Anomalous reservoir pressures in the zones of hydrocarbon accumulation of oil-and-gas bearing basins // *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. – 2010. – Vol. 5. – № 4. – P. 8. – URL : [https://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2010.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf)