

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Оригинальная статья

УДК 550.832:550.311:55(1/9)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Комплексное сопровождение бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями*

Е.В. Тарасова ✉

ООО «Петровайзер», Россия, 170002, Тверь, ул. Макарова, д. 4, корп. 2

Аннотация. *Актуальность.* Оценка аномальных давлений в процессе проводки скважин по-прежнему остается актуальной задачей, поскольку позволяет обеспечить безаварийную проводку скважин и повышение эффективности бурения. *Цель работы.* Оценка и прогноз аномальных давлений в зонах аномально высоких пластовых давлений в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной. *Материалы и методы.* Использованы материалы геофизических и геолого-технологических исследований скважин, разведочной геофизики, анализов кернового материала, данные бурения. *Результаты.* Результаты исследований, их анализ и обобщение более чем для 400 скважин, используемые при проектировании и бурении скважин в различных регионах. Описаны основные тенденции изменения аномально высоких давлений по площади и разрезу, особенности и возможности применения при анализе и прогнозе аномально высоких давлений результатов геолого-технологических и геофизических исследований скважин, а также методов разведочной геофизики (электроразведки и сейсмических). Рассмотрены основные методы и методики определения и прогноза давлений. *Выводы.* Изменение давлений с глубиной подчиняется общей закономерности и носит планетарный характер. Основной причиной аномальных давлений является уплотнение пород. Однако неизбежны исключения из общего правила. Это локальные зоны аномально высоких пластовых давлений, на формирование которых повлияли другие факторы. Любые преобразования пород, технологические либо геологические причины, приводящие к изменению объема флюида в замкнутом резервуаре, приводят к изменению давлений в этих породах.

Ключевые слова: аномально высокие пластовые давления, геолого-технологические исследования, геофизические исследования скважин, интерпретация, анализ и обобщение данных, удаленный мониторинг бурения

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Благодарности: автор выражает благодарность Т.Н. Нестеровой за ценные советы и редактирование рукописи.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Тарасова Елена Васильевна, tarasova_ev@petroviser.ru

© Тарасова Е.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Для цитирования: Тарасова Е.В. Комплексное сопровождение бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 253–273. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Введение

При бурении практически всех глубоких и сверхглубоких скважин специалисты нефтегазовой отрасли сталкиваются с проблемой высоких температур, иногда более 200 °С, и аномально высокими и сверхвысокими давлениями, достигающими в отдельных регионах геостатического уровня. Зоны аномальных давлений имеют огромные масштабы распространения как в географическом плане, так и по глубине.

Оценка аномальных давлений в процессе проводки скважин по-прежнему остается актуальной задачей, поскольку позволяет обеспечить безаварийную проводку скважин и повышение эффективности бурения. Подготовительный этап и наблюдение за процессом бурения скважины «требуют глубокого анализа всей имеющейся информации и высокого уровня подготовки специалиста» [1]. Даже в хорошо изученных регионах возможны неожиданные отклонения от проекта за счет геологических, тектонических, технологических, антропогенных факторов и других причин.

Например, в 1985 г. на разведочной скважине № 37 месторождения Тенгиз произошла страшная авария¹ – с глубины более 4 км произошел выброс в атмосферу

нефти и газа с высоким содержанием сероводорода. Температура пламени достигала 1500 °С, а высота фонтана была более 200 м.

За 400 дней (а именно столько длилась ликвидация аварии) сгорело почти 3,5 млн т нефти и 2 млрд м³ газа. Кроме того, в атмосферу попало 0,5 млн т сероводорода и почти миллион тонн сажи. Было уничтожено все живое в радиусе 500 км от места аварии. Скважину удалось заглушить с помощью направленного взрыва. Основная причина аварии – аномально высокие пластовые давления (АВПД).

«Аварии и осложнения, особенно на морских и шельфовых месторождениях, – это не только экономические проблемы, но и колоссальный невосполнимый ущерб экологии» [1]. Причем, несмотря на многолетнее изучение проблемы, осложнения процесса бурения по причине неверного прогноза АВПД и оптимальной величины дифференциального давления происходят по сей день [1, 2]. Например, снижение гидростатического давления за счет добавки нефти в раствор при ликвидации прихватов неоднократно приводило к газонефтеводопроявлениям (ГНВП), особенно на скважинах с высоким газовым фактором и избыточным давлением газа, вплоть до открытых фонтанов.

Целью работы является оценка и прогноз аномальных давлений в зонах аномально высоких пластовых давлений в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной.

¹ 1985 год — авария на Тенгизском месторождении // Информационно-аналитический портал о геополитике Каспийского региона «Каспийский вестник». 2019. 28 марта. URL: <https://casp-geo.ru/1985-god-avariya-na-tengizskom-mestorozhdenii/> (дата обращения: 28.07.2025).

Материалы и методы

При проведении исследований в течение многих лет изучались основные тенденции изменения аномально высоких давлений по площади и разрезу, особенности и возможности применения при анализе и прогнозе аномально высоких давлений результатов геолого-технологических и геофизических исследований скважин, а также методов разведочной геофизики (электроразведки и сейсмических). Рассмотрены основные методы и методики определения и прогноза давлений.

Результаты и обсуждение

Критерием аномальности порового/пластового давления принято считать коэффициент аномальности (K_a) – величину ожидаемого пластового/порового давления, уравновешенного нормальным гидростатическим давлением (P_H), создаваемым столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины.

Коэффициент аномальности – отношение давления на глубине H к нормальному гидростатическому давлению на этой глубине [3, 4].

$$K_a = P/P_H = \Delta P/(\Delta P_H), \quad (1)$$

где ΔP – градиент давления на глубине H , МПа/м;

ΔP_H – градиент нормального гидростатического давления, МПа/м.

В большинстве источников в качестве градиента нормального гидростатического давления принята величина $\Delta P_H = 0,0105$ МПа/м.

Классификация пластовых/поровых давлений по коэффициенту их аномальности [3]:

$K_a < 0,9$ – аномально низкое;

$K_a = 0,9-1,0$ – пониженное;

$K_a = 1,0-1,05$ – нормальное;

$K_a = 1,05-1,3$ – повышенное;

$K_a = 1,3-2,0$ – высокое;

$K_a > 2$ – сверхвысокое.

Значения давлений, превышающие гидростатическое в 1,3 и более раз, относятся к АВПД и АВПоД (аномально высокие поровые давления).

Плотность раствора должна быть достаточной для удержания пластовых флюидов в пласте и сохранения устойчивости стенок скважины, однако, не быть слишком высокой, чтобы не вызвать риск загрязнения пласта, гидроразрыва и потерь циркуляции.

Для оценки и прогноза АВПД предложено использование результатов ряда косвенных, оценочных и прямых методов (табл. 1). Можно использовать любые из них, характеризующие закономерности изменения плотности, пористости либо прочности горных пород с глубиной. Прямыми методами являются испытание и опробование пласта, тест на утечку.

При применении любых методов оценки, таких как разведочная геофизика, в том числе сейсмические исследования, геофизические исследования скважин (ГИС), геолого-технологические исследования (ГТИ), микрометоды, исследования шлама, керна, необходимо учитывать масштабы исследований и, следовательно, реально возможную точность результатов.

Тенденции изменения давления с глубиной при наличии зоны АВПД различны [1]. Для каждого из вариантов распределения АВПД по разрезу существует своя технология оценки и прогноза давлений.

Табл. 1. Методы оценки и прогноза зон АВПД и АВПоД**Table 1.** Methods for assessing and forecasting zones with abnormally high and low formation pressures

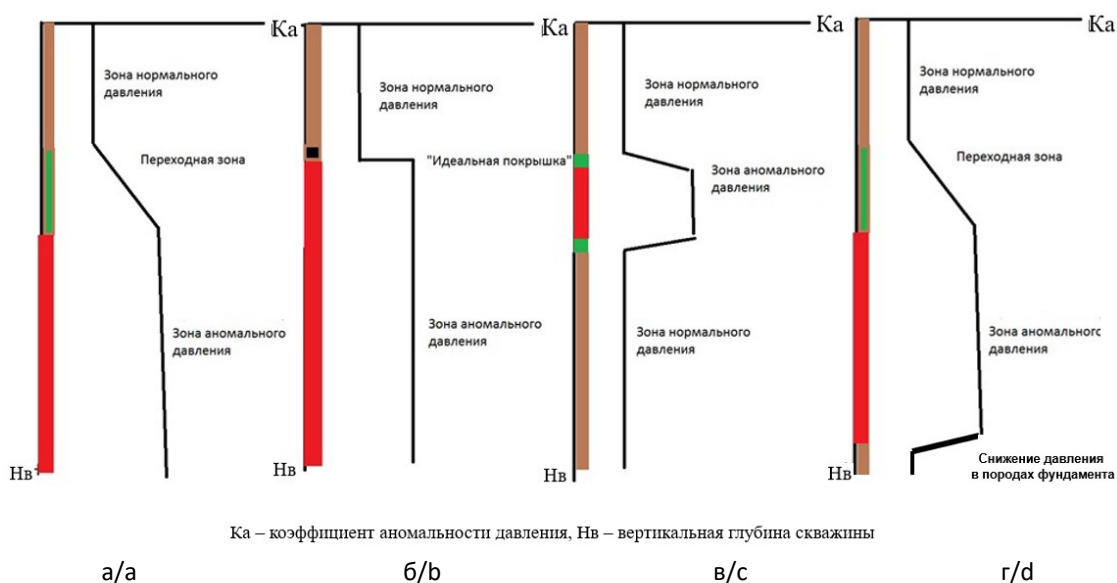
Источник информации для оценки и прогноза зон АВПД и АВПоД	Время регистрации данных
Методы разведочной геофизики	До начала бурения
Параметры бурения	Во время бурения (без запаздывания)
Параметры промывочной жидкости (ПЖ)	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность ПЖ)
Параметры шлама глинистых пород	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность ПЖ и время анализа шлама)
Геофизические исследования скважин	После бурения либо в процессе бурения
Прямые методы измерения давления	После испытания или заканчивания скважины

Источник: [3] / Source: [3]

АВПД могут создаваться и сохраняться только в условиях гидро(газо)динамической изолированности резервуаров и сохранения упругости пород. Очень важно оценить качество покрышки, герметичность резервуара, для чего необходимо использовать результаты разведочной геофизики, 3D-моделирования.

Результаты ГТИ, LWD (Logging While Drilling – каротаж во время бурения) позволяют определять давления в процессе проводки скважины в режиме реального времени.

В процессе исследования мною была разработана схема (рис. 1), отражающая основные тенденции изменения давлений с глубиной при наличии зоны АВПД.

**Рис. 1.** Тенденции изменения давления с глубиной при наличии зоны АВПД:

- а – наличие переходной зоны; б – отсутствие переходной зоны («идеальная покрышка»);
- в – локальная зона аномально высокого пластового давления;
- г – наличие переходной зоны, снижение давления в породах фундамента

Fig. 1. Pressure variation trends with depth in the presence of abnormally high formation pressure zone

- а – presence of transition zone; б – absence of transition zone ("ideal caprock");
- с – local zone of abnormally high formation pressure;
- д – presence of transition zone, pressure reduction in basement rocks

Источник: [1] / Source: [1]

Наиболее типичным вариантом являются региональные зоны АВПД с наличием переходной зоны. В этих случаях верхняя часть разреза, как правило, сложена породами с нормальным пластовым давлением. Покрышка представлена глинистыми плохо проницаемыми породами. Ниже происходит стабилизация аномального давления. Чаще всего границы зон нормального давления, переходной и стабилизации давления приурочены к стратиграфическим комплексам.

Глинистая покрышка не является герметичной и со временем в течение продолжительного геологического периода формируется переходная зона с постепенным ростом порового давления. В глинах геостатическое (горное) давление уравнивается только флюидами в поровом пространстве, скелетная часть при содержании в глинистой породе песчано-алевритовых либо карбонатных пород менее 15% влияния практически не оказывает. В коллекторах нагрузка распределяется на флюиды и скелетную часть.

Для предотвращения возможных нештатных ситуаций основная задача – определение момента приближения к пласту с АВПД (выделение переходной зоны) и момента вскрытия этого пласта. Практически все методики косвенной оценки давлений в терригенных породах (помимо прямого определения измерительными приборами) – это определение порового давления во вмещающих глинах, как правило, близкого начальному пластовому давлению в коллекторах. В газовых залежах либо при высоком газовом факторе за счет наличия избыточного давления газа может

наблюдаться превышение начального пластового давления над поровым.

Пластовые давления могут изменяться быстро, практически за считанные часы – в процессе эксплуатации залежи, при нарушении герметичности резервуара, межскважинные и межпластовые перетоки и пр., поровые же в практически непроницаемых породах остаются неизменными в геологические периоды.

Определение поровых давлений по материалам ГИС производится с использованием методов сопротивления – индукционный (ИК) и боковой каротаж (БК), интервального времени – акустический каротаж (АК), нейтронных методов – нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), плотностного каротажа – плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп).

Оценка АВПоД с использованием АК произведена по исходной кривой интервального времени (dt_{AK}), см. рис. 2, в отсчеты внесены поправки за влияние пластовой температуры [3].

На рис. 2а прослеживается барьер давления на глубине 2030 м при входе в зону повышения давлений, переходная зона – до 2490 м и зона стабилизации давления – ниже 2500 м. При бурении скважины плотность раствора повышалась ступенчато, что минимизировало ущерб для ствола скважины и вскрытых коллекторов.

Определение аномальных давлений по ГТИ

При роторном бурении вертикальных скважин в терригенном разрезе для оценки давлений в процессе бурения по результатам ГТИ хорошо зарекомендовали себя нормализованные скорости проходки – d -экспонента, c -экспонента, a -экспонента.

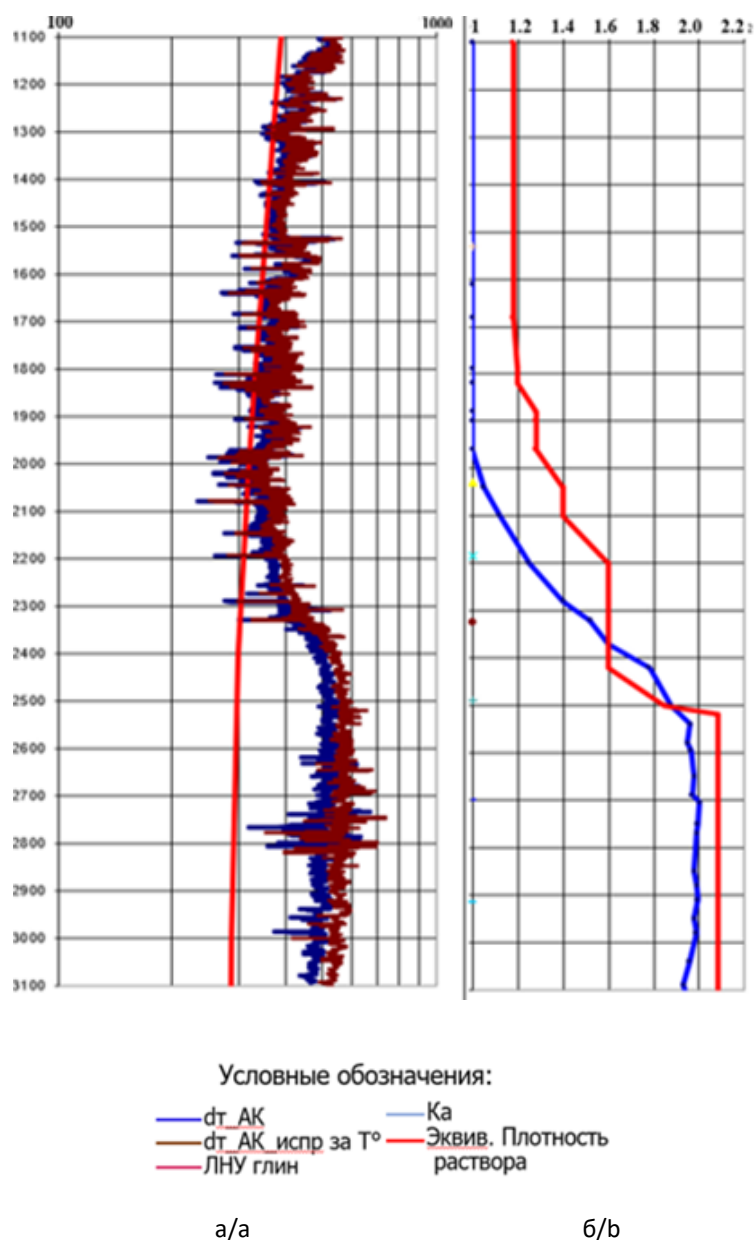


Рис. 2. Пример определения порового и пластового давления по данным акустического каротажа ГИС:

- а – кривые интервального времени АК исходные и с поправкой за температуру (Т), линии нормального уплотнения (ЛНУ) глин;
 б – сопоставление рассчитанного Ka с эквивалентной плотностью раствора

Fig. 2. Example of pore and formation pressure determination using acoustic logging data from well logging:

- а — initial acoustic logging interval time curves and corrected curves for temperature (Т), normal compaction lines for clays;
 б — comparison of calculated anomaly coefficient (Ka) with equivalent mud density

Источник: [1] / Source: [1]

d -экспонента / Джорден и Ширли (1964 г.) [5]:

$$d = \frac{\text{Lg}(\frac{V}{18,3 \cdot N})}{\text{Lg}(0,67 \cdot \frac{G}{D})}, \quad (2)$$

где V – механическая скорость бурения, м/час;

N – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

D – диаметр скважины, мм.

c -экспонента / Э.Е. Лукьянов (1998 г.)²:

$$c = \frac{\text{Lg}(\frac{V}{60 \cdot N})}{\text{Lg}(\frac{G \cdot (dP \cdot \kappa A)}{\rho_{\text{экр}} \cdot (0,1 \cdot D)^2 \cdot P_{\text{н}} \cdot \kappa A})}, \quad (3)$$

где $\kappa A = 1,033227$ – коэффициент для перевода атмосфер в кгс/см²;

$P_{\text{н}}$ – давление нагнетания, атм.;

dP – перепад давления на долоте, атм;

$\rho_{\text{экр}}$ – эквивалентная плотность раствора.

Изменение технологии проводки скважин, широкое внедрение в практику буровых работ винтовых забойных двигателей (ВЗД) ограничивает использование привычных экспонент для оценки АВПД. В настоящее время преимущественно используются результаты энергокаротажа – удельная энергоёмкость разрушения пород, буровая пористость и пр. Пример определения аномального давления по a -экспоненте приведен на рис. 3.

Мною были подробно изучены закономерности распределения давлений многих месторождений Северного борта Западно-Кубанского прогиба, Западной и Восточной Сибири, Каспийского побережья Туркменистана.

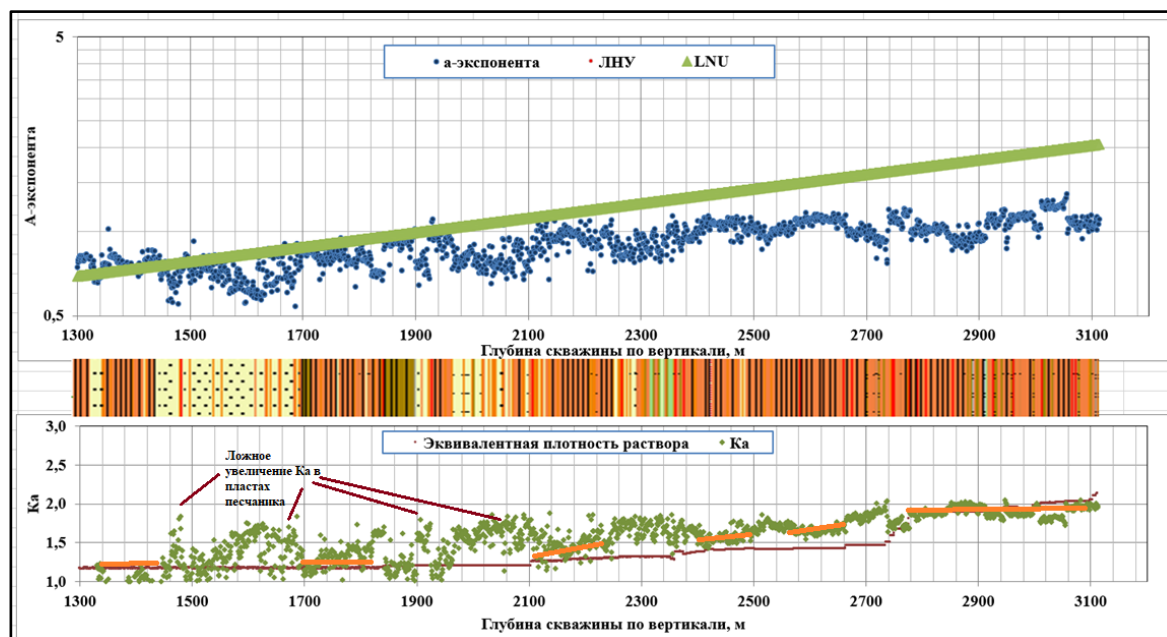


Рис. 3. Пример определения порового давления по данным геолого-технологических исследований

Fig. 3. Example of pore pressure determination based on logging while drilling data

Источник: [6] / Source: [6]

² Лукьянов Э.Е., Кудашева С.В. Методические рекомендации по интерпретации данных ГТИ. Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2016. 512 с.

Например, «миоценовые отложения акватории Темрюкского залива являются перспективным объектом для открытия новых крупных залежей нефти и газа на больших глубинах, однако наличие экстремальных по АВПД условий проводки скважин в отложениях миоцена создает реальные проблемы достижения проектного забоя» [1]. По 17 разнонаправленным профилям Северного борта Западно-Кубанского прогиба для основных стратиграфических комплексов построены схемы сопоставления поровых давлений с плотностью бурового раствора, проведены обобщения по площади и разрезу скважин. В результате изучения были выявлены 4 зоны несовместимых условий бурения. Отработана схема постепенного утяжеления плотности бурового раствора, привязанная к соответствующим стратиграфическим комплексам. Полученные результаты неоднократно использованы при составлении проектов строительства скважин в регионе (рис. 4).

При блоковом строении месторождений, тектонических нарушениях необходимо уточнять линию нормального уплотнения (ЛНУ) и глубину кровли АВПД по каждой скважине с учетом амплитуды смещения блоков [1, 7]. В качестве примера на рис. 5 приведены графики изменения удельных сопротивлений глин с глубиной для уточнения глубины кровли АВПД и положения ЛНУ на месторождении Восточный Челекен (Туркменистан).

В карбонатном разрезе либо разрезе, представленном хемогенными породами, переходная зона, как правило, отсутствует или имеет малую мощность и под барьером давления сразу располагается зона АВПД. Это вариант так называемой

«идеальной крыши». В этом случае единственный вариант своевременного прогноза кровли зоны – площадное обобщение с применением результатов разведочной геофизики.

В карбонатном разрезе для оценки аномальности давления применяются «прочностные параметры», такие как параметр прочности горной породы (σ -log). Э.Е. Лукьяновым предлагается в таких случаях использовать параметр буримости (P_B), определяемый по формуле³:

$$P_B = \frac{1,05}{\rho_p} \cdot \frac{Lg(\frac{V}{N_{ВЗД}})}{Lg(\frac{Q}{S_3})} \quad (4)$$

где $N_{ВЗД}$ – мощность ВЗД, срабатываемая на забое, Вт;

Q – расход ПЖ, м³/с;

S_3 – площадь забоя, см²;

V – механическая скорость бурения, м/час;

ρ_p – плотность ПЖ на забое скважины с учетом ее объемного газосодержания, определяемого при атмосферном давлении, г/см³.

На расчетные прочностные параметры существенно влияет кавернозность разреза.

Примером зоны АВПД в карбонатных отложениях при наличии «идеальной крыши» является месторождение Тенгиз со сверхвысокими АВПД, величины Ка достигают 2 и выше. Особенностью Тенгизского месторождения является исключительно сложное геолого-геофизическое строение.

³ Там же.



Рис. 4. График соотношения давлений для проекта строительства поисково-оценочной скважины в акватории Азовского моря

Fig. 4. Graph of dependencies of pressures for the prospecting and evaluation well project in the Sea of Azov offshore zone

Источник: [6] / Source: [6]

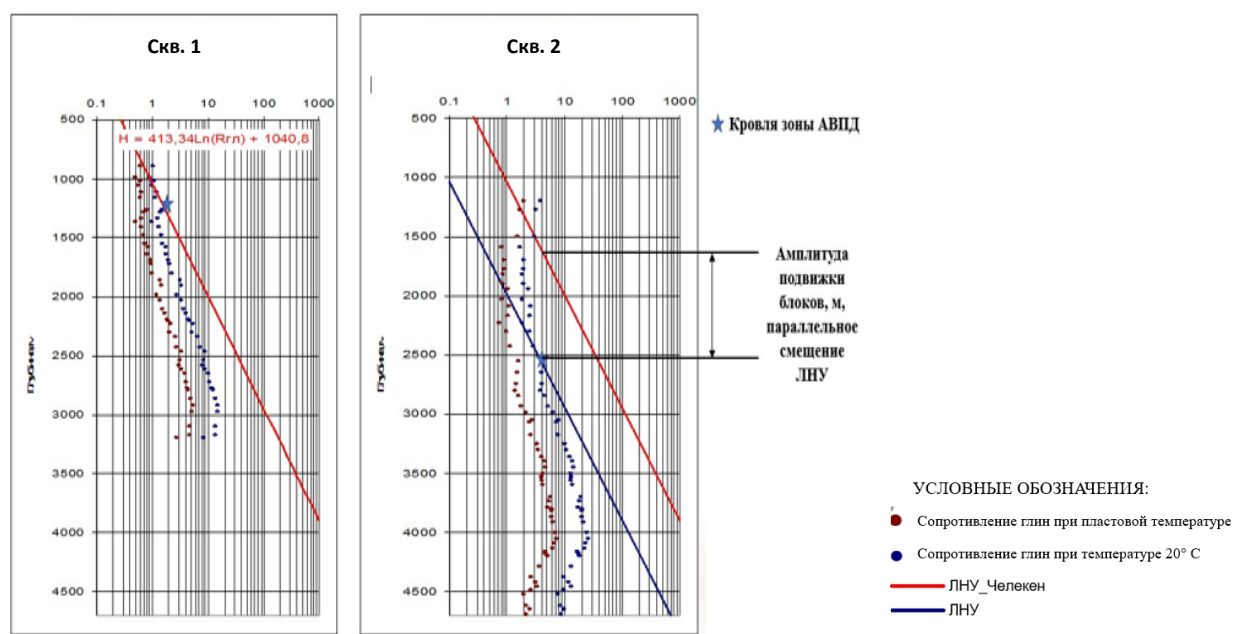


Рис. 5. Графики изменения удельных сопротивлений глин с глубиной по 2 скважинам месторождения Восточный Челекен

Fig. 5. Graphs of depth-related changes in clay resistivity based on data from two wells at the Eastern Cheleken field

Источник: [1] / Source: [1]

Механизм формирования региональной зоны АВПД, обусловлен соляной толщей, препятствующей оттоку флюидов, отжимаемых из нижележащих отложений при увеличении геостатической нагрузки. Покрышкой для нефтеносного комплекса служат породы нижней перми (P1) и среднего карбона (C2). В подсоловых отложениях пластовое давление возрастает с увеличением глубины. Присутствует избыточное давление залежи нефти в связи с высоким газовым фактором.

Чаще всего зоны АВПД распространяются по вертикали на сотни и даже тысячи метров. Однако в отдельных регионах встречаются локальные зоны аномальных давлений.

Один из примеров – зона АВПД в «баженовских отложениях Западной Сибири [1, 6, 8]. В пределах изученных

авторами разрезов Ай-Пимского, Восточно-Сахалинского и Западно-Сахалинского месторождений зоны АВПД локальны и приурочены к баженовским отложениям, $K_a = 1,3 \div 1,6$. Отсутствие признаков аномальности пластовых давлений в отдельных скважинах может объясняться отсутствием в них коллекторов либо неполной изоляцией и возможным оттоком флюидов» [1].

«Характерные признаки зоны АВПД в пределах Ай-Пимского месторождения позволяют предположить, что основной вклад в образование зон АВПД в баженовских битуминозных аргиллитах принадлежит факторам радиоактивного распада и преобразования органического материала» [1]. На рис. 6 приводится диаграмма оценки поровых давлений баженовских отложений по данным ГТИ.

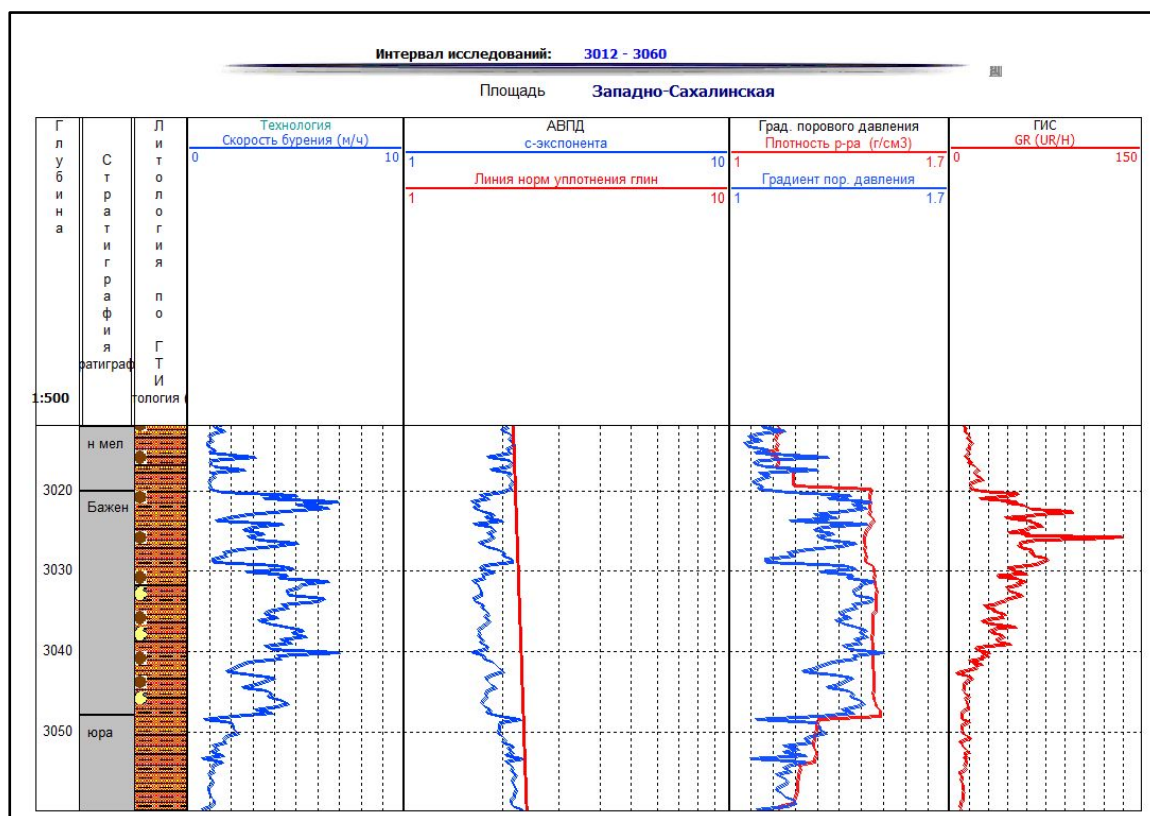


Рис. 6. Диаграмма оценки поровых давлений баженовских отложений по данным геолого-технологических исследований

Fig. 6. Pore pressure evaluation chart for Bazhenov deposits using logging while drilling data

Источник: [6] / Source: [6]

Локальные зоны аномальных давлений могут быть также приурочены к пластам с высоким газовым фактором. Примером локальной зоны с избыточным давлением газа являются отложения среднего миоцена месторождения Паромай (Сахалин). В верхней части разреза окобыкайского горизонта наблюдается повышение пластового давления до $K_a = 1,4 \div 1,9$, в нижней части – снижение давления до нормального. Возможно, помимо избыточного давления газа присутствуют тектонические причины роста давления. В случае неверного определения величины и подошвы зоны АВПД, погрешностей проектирования существует высокая вероятность газонефтеводопроявлений, поглощений промывочной жидкости и других осложнений в связи с геологической несовместимостью условий бурения.

У кровли пласта, особенно насыщенного газом либо конденсатом, наблюдается избыточное давление вследствие различия в плотности между углеводородами и пластовыми водами [9]. Это избыточное давление может быть значительным в случае газовой залежи.

Избыточное давление углеводородов пропорционально разности плотностей пластовой воды и углеводородов и высоте H_T столба углеводородов.

Рассчитывается по формуле [9]:

$$\Delta P = (\rho_v - \rho_g) \cdot H_T / 10, \quad (5)$$

где ρ_v – плотность воды, г/см³,
 ρ_g – плотность газа, г/см³,
 H_T – высота газонасыщенной зоны.

Увеличение давления тем выше, чем ближе к поверхности расположен пласт и чем значительнее высота газонасыщенной зоны.

Еще один вариант локальных зон АВПД – рапоносные комплексы Восточной Сибири. «Интервалы аномально высоких пластовых давлений иногда геостатического уровня чередуются с поглощающими. Такие локальные зоны встречаются в карбонатных пластах-коллекторах в соляной толще, когда пласты каменной соли непосредственно контактируют с пластами водонасыщенных горных пород» [1].

Оперативный прогноз АВПД рапоносных комплексов по ГТИ и ГИС на данный момент не представляется возможным, поскольку под барьером давления сразу располагается зона АВПД. Однако комплексирование сейсморазведки методом отражен-

ных волн – общей глубинной точки в модификации «3D (МОВ ОГТ 3D) и электроразведки методом зондирования становлением поля в ближней зоне в модификации 3D (3D ЗСБ) позволяет картировать тектонические нарушения осадочного чехла, а также оценить их флюидопроницаемость. Области повышенной проводимости по данным ЗСБ отражают участки развития коллектора, которые при бурении могут проявлять себя выбросами рапы и газа, либо поглощениями бурового раствора» [1].

Пример результатов комплексной геолого-геофизической интерпретации по данным электроразведки и сейсморазведки в пределах скважины № 60 (Ковыктинское газоконденсатное месторождение – КГКМ) представлены на рис. 7.

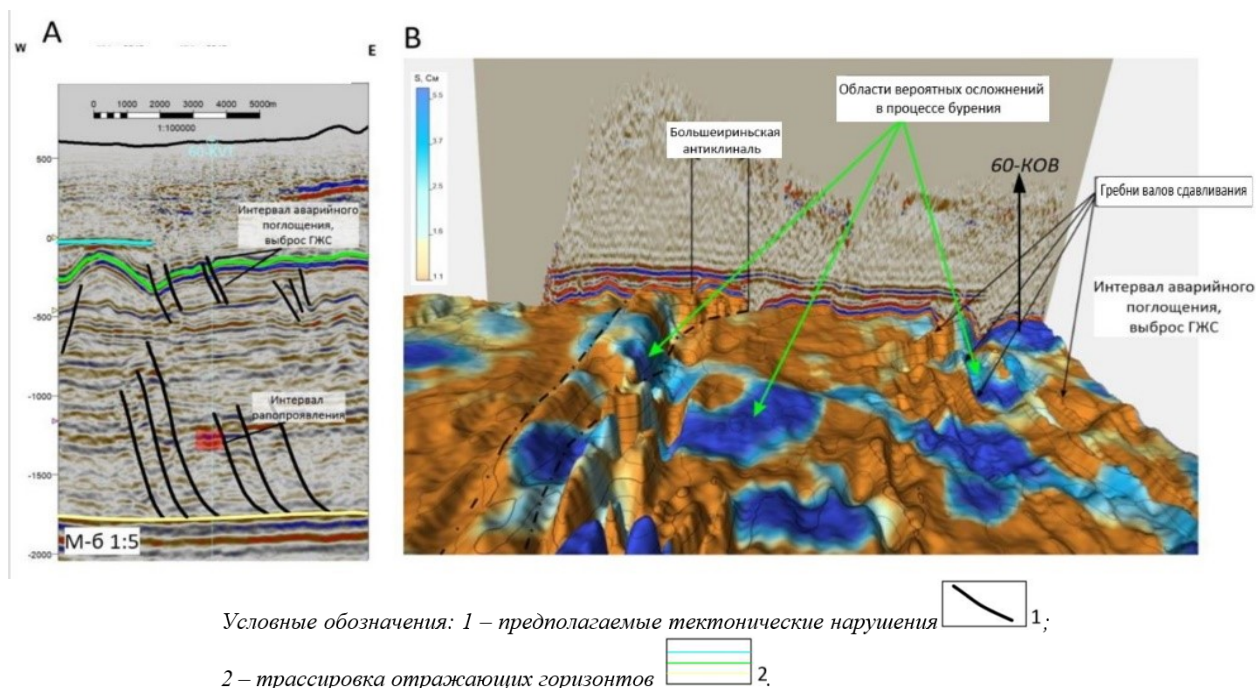


Рис. 7. Сейсмический разрез в масштабе 1:5, интегрированный куб МОГТ+ЗСБ, Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Fig. 7. Seismic profile at 1:5 scale, integrated cube of common depth point and electrical sounding, Kovyktinskoye gas condensate field

Источник: Мисюркеева Н.В. Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Иркутск, 2022. 16 с.
Source: Misyurkeeva N.V. Fold-thrust structure of the sedimentary cover of the southeastern margin of the Siberian craton (Kovykta-Khanda zone). Cand. Sci. diss. abstr. Irkutsk, 2022. 16 p. (In Russ.)

На рис. 8 приведен пример сводного геофизического профиля через ряд скважин КГКМ [1].

«Выявлено, что рассолонасыщенные зоны с АВПД располагаются в специфических геологических и тектонических условиях, локальные зоны аномального коллектора с АВПД достаточно четко проявляются в геофизических полях» [1]. Предварительная оценка АВПД в зонах

рапопроявления, где «интервалы аномально высоких пластовых давлений иногда геостатического уровня чередуются с поглощающими» [1], производится с применением разведочной геофизики. В зонах рапопроявления аварийные дебиты рапы могут достигать 5000–10000 м³/сут и сопровождаются порой интенсивными газопроявлениями, выбросами сероводорода.

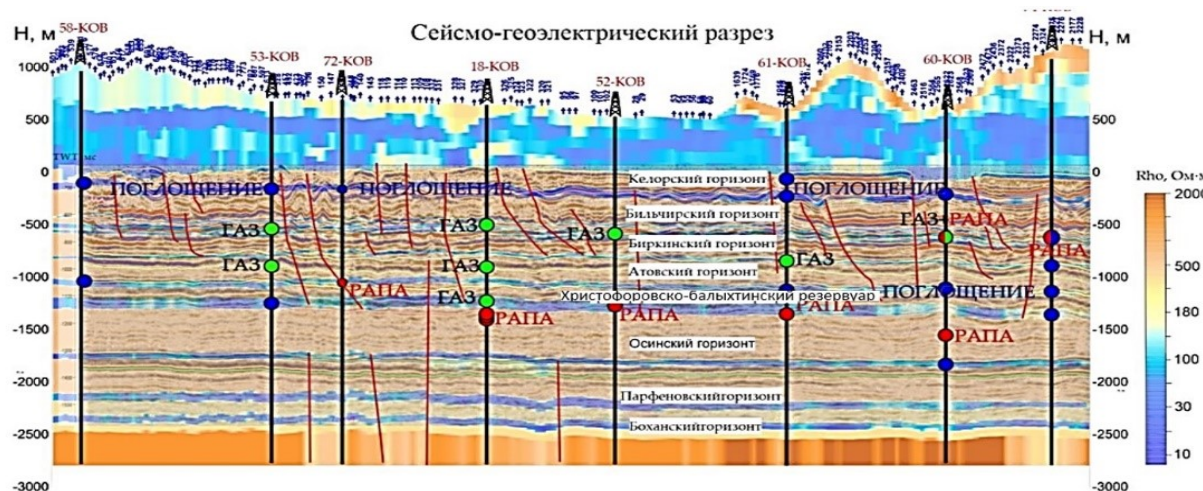


Рис. 8. Сводный геофизический профиль через скважины № 56-53-72-18-52-61-60-74, Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Fig. 8. Integrated geophysical profile across the wells No. 56-53-72-18-52-61-60-74, Kovyktinskoye gas condensate field

Источник: Мисюркеева Н.В. Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Иркутск, 2022. 16 с.

Source: Misyurkeeva N.V. Fold-thrust structure of the sedimentary cover of the southeastern margin of the Siberian craton (Kovykt-Khanda zone). Cand. Sci. diss. abstr. Irkutsk, 2022. 16 p. (In Russ.)

Давления в породах фундамента

В непроницаемых породах при практическом отсутствии пористости горное давление полностью уравнивается скелетным давлением пород. На многих месторождениях с АВПД наблюдается снижение K_a в породах фундамента, иногда до АНПД (пример – Белый Тигр (Вьетнам) и Кольская сверхглубокая СГ-3).

В качестве примера на рис. 9 приводится схема изменения пластовых

давлений по разрезу месторождения «Белый Тигр».

«Из рис. 9 видно, что:

- пластовое давление в верхней части терригенного разреза и в залежах нижнего миоцена прямо пропорционально глубине залегания залежи, т. е. давление нормальное;
- аномально высокое пластовое давление проявляется в глинах и песчаниках верхнего олигоцена, то есть это локальная зона АВПД;

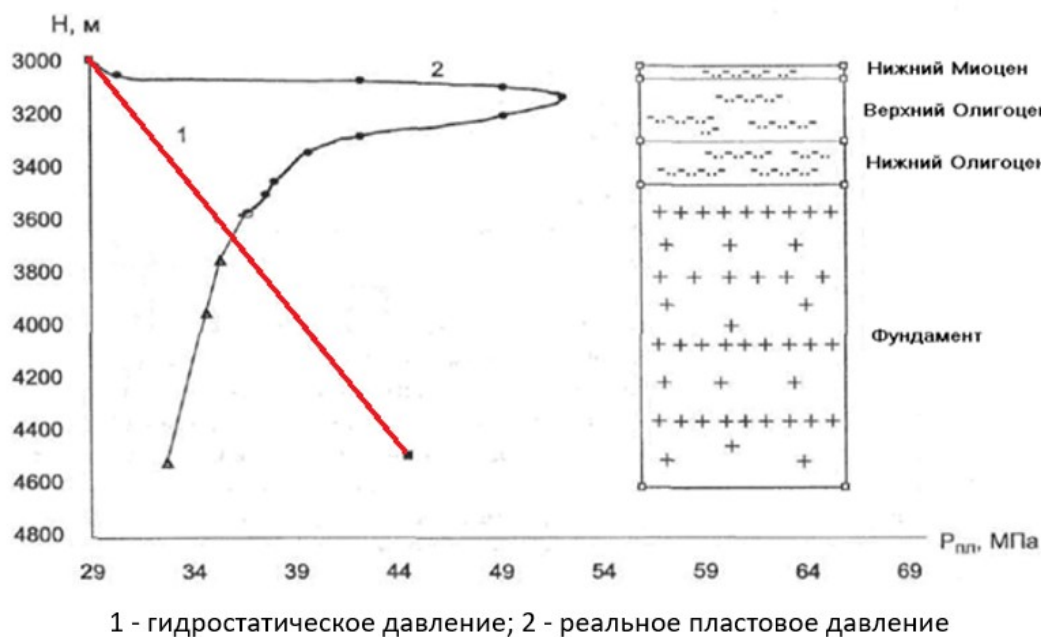


Рис. 9. Схема изменения пластовых давлений по разрезу месторождения «Белый Тигр»

Fig. 9. Diagram of formation pressures changes through the stratigraphic section of the White Tiger (Bach Ho) field

Источник: [10] / Source: [10]

– повышенное пластовое давление проявляется в залежах нефти в терригенных отложениях нижнего олигоцена;

– пластовое давление в кровельной части гранитоидного массива залежи фундамента близкое к нормальному;

– происходит снижение пластовых давлений относительно гидростатического при углублении скважины в недра месторождения до аномально низкого» [10].

Существует большое количество различных методик и формул для оценки поровых и прогноза пластовых давлений, гидравлических параметров промывки, давлений гидроразрыва в процессе бурения, давления начала поглощения, применение которых дает зачастую значительно отличающиеся результаты. Каждая из них имеет свои ограничения, достоинства и недостатки. Проблема состоит в выборе из них наиболее соответствующих

геологической обстановке района работ и технологии проводки скважины.

На подготовительном этапе на базе обобщения обширной информации создается «оптимальная маневренная технология проводки скважин, гибкого регулирования гидравлических и физико-химических процессов в системе «скважина–пласт»» [1].

Современные программные средства позволяют в доли секунды произвести соответствующие расчеты по готовым формулам и выдать количественные результаты как порового давления, так и давлений забойного, начала поглощения, гидроразрыва и пр. в любых единицах измерения.

Очень сложно учесть перетоки из-за некачественного цементирования, что также приводит к нарушению герметичности резервуара, при этом возможны существенные изменения АВПД, взаимное влияние скважин, снижение пластовых давлений в процессе эксплуатации.

Надо быть особенно внимательными при бурении в зонах тектонических разломов и перерывов в осадконакоплении, в этих участках часто наблюдаются осложнения процесса проводки, в том числе возможны нарушения герметичности резервуара и изменения АВПД [4, 11].

Для определения давления гидроразрыва используются косвенные методы: Б.А. Итона [12], Р.А. Андерсона [13], Мэттьюза и Келли [14] и др.

Необходимы дополнительные специальные анализы кернового материала, интерпретация многозондовой акустики для уточнения необходимых для расчетов давления гидроразрыва коэффициента Пуассона (одна из мер прочности породы, упругая константа, величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению) и модуля Юнга. Использование средних величин может приводить к значительным погрешностям. Например, «давление гидроразрыва морских («мокрых») скважин намного ниже давления гидроразрыва скважин на суше («сухих») (Эта разница может достигать до 50%). По-видимому, пропитанная водой порода является менее стойкой к давлению бурового раствора» [15]. Прочностные свойства пород могут также изменяться в зависимости от траектории ствола скважины.

Самое простое в процессе определения поровых давлений – это собственно расчетная часть и графические построения. Самое сложное – анализ полученной информации.

Подготовительный этап комплексного сопровождения бурения скважин с АВПД

Перед началом бурения необходимо проанализировать и обобщить всю

доступную информацию о регионе работ путем проведения следующих операций:

- Анализ качества и остаточности исходной информации.

- Изучение характера распространения АВПД по площади и разрезу, качество покрышки, герметичность резервуара.

- Геомеханическое моделирование, определение давления гидроразрыва с учетом данных контроля за разработкой и результатов фактического определения коэффициента Пуассона и модуля Юнга по керну и ГИС (при наличии информации).

- Анализ промысловых данных.

- Анализ влияния палео- и неотектонических воздействий.

- Определение поровых и прогноз пластовых давлений по ранее пробуренным скважинам.

- Анализ поведения соседних скважин в процессе бурения.

- Выбор методов и методик определения поровых давлений, гидравлических параметров, давления гидроразрыва и пр., соответствующих геологическим условиям региона.

- Для терригенного разреза – построение и корректировка линии нормального уплотнения глин – ЛНУ и уточнение глубины кровли зоны АВПД.

Комплексное сопровождение бурения скважин с АВПД

Комплекс операций по сопровождению бурения включает в себя:

- Комплексование методов и методик определения, соответствующих геологическим условиям региона для уточнения результата.

- Корректировка линии нормального уплотнения – ЛНУ.

- Уточнение глубины кровли зоны АВПД.

– Квалифицированный выбор интервалов наиболее чистых глин и учет влияния примесей в них, в первую очередь песчано-алевритового и карбонатного материала, в карбонатных породах – каверновой пористости.

– Анализ корректности исходной информации для расчета.

– Учет влияния палео- и неотектонических воздействий.

– Анализ поведения скважины в процессе бурения в реальном времени с привлечением удаленного мониторинга бурения, онлайн-связи со станцией ГТИ и супервайзером, суточных рапортов.

– Уточнение геомеханической модели с учетом промысловых данных и анализа процесса бурения.

Ведомственная разобщенность часто не позволяет получить необходимую накопленную информацию для обобщения и более полного достоверного анализа.

Заключение

Изменение давлений с глубиной подчиняется общей закономерности и носит планетарный характер. Основной причиной образования аномальных давлений является уплотнение пород. Однако неизбежны исключения из общего правила. Это локальные зоны АВПД, на формирование которых повлияли другие факторы.

Вклад автора

Е.В. Тарасова – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, методология, проведение исследования, верификация данных, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Проведенные исследования в основном были направлены на оценку и прогноз аномальных давлений в зонах АВПД в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной. Иногда – на локальные зоны. Снижения АВПД в пределах осадочного чехла на практике наблюдать не приходилось.

Методические приемы оценки АВПД корректно работают в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. В горизонтальных скважинах возникают технологические проблемы.

Самое простое в процессе определения поровых давлений – это собственно расчетная часть и графические построения. Самое сложное – анализ полученной информации.

Как показала практика, недостаточно определить количественные значения коэффициентов аномальности давления, необходимо их правильно проинтерпретировать.

Любые преобразования пород, технологические либо геологические причины, приводящие к изменению объема флюида в замкнутом резервуаре, приводят к изменению давлений в этих породах.

Информационный мониторинг строительства скважин и современные средства связи позволяют оперативно привлекать к анализу удаленных квалифицированных специалистов.

Список источников

1. Тарасова Е.В. Интерпретация результатов ГТИ и оценка аномально высоких давлений. Тверь: ПолиПРЕСС, 2024. 296 с.
2. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Шелухов Г.В. Анализ методов и технологий добычи углеводородного сырья в условиях аномальных пластовых давлений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 3. С. 148–163.
3. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.
4. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 2. С. 141–154.
5. Jorden J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection // Journal of Petroleum Technology. 1966. Vol. 18, No. 11. P. 1387–1394. <https://doi.org/10.2118/1407-PA>
6. Тарасова Е.В. Комплексный подход к определению аномальных давлений и обобщению результатов // Каротажник. 2024. Вып. 6(332). С. 119–139.
7. Deryaev A. Features of forecasting abnormally high reservoir pressures when drilling wells in areas of south-western Turkmenistan // Innovaciencia. 2023. Vol. 11, No. 1. <https://doi.org/10.15649/2346075X.3605>
8. Тарасова Е.В., Чебанов С.Н., Яхишибеков Ф.Р. Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС₀) на Ай-Пимском месторождении // Каротажник. 2012. Вып. 10(220). С. 41–53.
9. Нестерова Т.Н., Концев С.П. Метод оперативной оценки пластового давления и предупреждения осложнений в процессе бурения по результатам ГТИ // Нефтяная промышленность. Серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. 1985. № 12. С. 26–29.
10. Лыонг Т.В., Нян Н.Х. Особенности распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый тигр» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 1. С. 4. URL: <https://ogbus.ru/article/view/osobennosti-raspredeleniya-i-izmeneniya-plastovykh-davlenij-v-g> (дата обращения: 28.07.2025).
11. Константинов К.В., Лапина Е.И., Радионов А.Н. Повышение эффективности геологического сопровождения бурения в тектонически активных зонах // Нефтяная провинция. 2025. № 1(41). С. 120–135. <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.120-135>
12. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 21, No. 10. P. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>
13. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25, No. 11. P. 1259–1268. <https://doi.org/10.2118/4135-PA>
14. Matthews W.R., Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs // Oil & Gas Journal. 1967. Vol. 65, No. 8. P. 92–106.
15. Зайцев В.И. Определение давления гидроразрыва пласта при бурении скважин на шельфе // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии

естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2018. Т. 41, № 1. С. 137–143. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-1-137-143>

Информация об авторе

Елена Васильевна Тарасова – главный геолог, ООО «Петровайзер», Тверь, Россия;
SPIN-код: 1403-4837, <https://orcid.org/0009-0008-6396-3513>; e-mail: tarasova_ev@petroviser.ru

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 23.07.2025

INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR OIL AND GAS RESOURCES EXPLOITATION IN COMPLICATED GEOLOGICAL AND CRITICAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Integrated support for drilling wells with abnormally high formation pressures*

Elena V. Tarasova ✉

Petroviser LLC, 4 Makarova St., Bldg. 2, Tver, 170002, Russia

Abstract. *Background.* Assessment of abnormal pressures during well drilling operations still remains an urgent task, as it allows ensuring accident-free well drilling and increasing drilling efficiency. *Objective.* To assess and forecast abnormal pressure conditions in areas of abnormally high reservoir pressures in terrigenous sediments, considering pressure growth with depth. *Materials and methods.* The research is based on the following materials: advanced logging while drilling and well logging data, exploration geophysics surveys, core material analysis results and drilling operation data. *Results.* The research findings, their detailed analysis and generalization for over 400 wells are applied in well planning, design and drilling operations across various regions. The main trends in the variation of abnormally high pressures across the area and stratigraphic section are described. The study presents the main characteristics and application possibilities of advanced logging while drilling and well logging data, as well as exploration geophysical methods (electrical prospecting and seismic surveys) in the analysis and forecasting of abnormally high pressures. Furthermore, the principal methods and methodologies for pressure determination and forecasting are reviewed. *Conclusions.* The relationship between pressure and depth follows a universal pattern, demonstrating a global planetary character. The main reason for abnormal pressures is rock compaction. However, deviations from this general principle exist in the form of localized areas with abnormally high formation pressures shaped by distinct influencing factors. Any alterations in rock properties, whether due to technological processes or geological factors affecting fluid volume in a sealed reservoir, result in pressure changes within these rock formations.

Keywords: abnormally high formation pressures, logging while drilling, well logging, data interpretation, generalization and analysis, remote drilling monitoring

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the author is grateful to Tatiana N. Nesterova for valuable advice and editing of the manuscript.

For citation: Tarasova E.V. Integrated support for drilling wells with abnormally high formation pressures. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 253–273. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Elena V. Tarasova, tarasova_ev@petroviser.ru

© Tarasova E.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Elena V. Tarasova – conceptualization, data curation, formal analysis, methodology, investigation, validation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Tarasova E.V. *Interpretation of Logging Results and Assessment of Abnormally High Pressures*. Tver: PolyPRESS, 2024. 296 p. (In Russ.).
2. Savenok O.V., Gorpichenko A.N., Shelukhov G.V. Analysis of methods and technologies for the extraction of raw hydrocarbon materials under conditions of abnormal reservoir pressures. *Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin)*. 2022. No. 3. P. 148–163. (In Russ.).
3. Aleksandrov B.L. *Abnormally High Formation Pressures in Oil and Gas Basins*. Moscow: Nedra, 1987. 216 p. (In Russ.).
4. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields. *Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin)*. 2022. No. 2. P. 141–154. (In Russ.).
5. Jorden J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection. *Journal of Petroleum Technology*. 1966. Vol. 18, No. 11. P. 1387–1394. <https://doi.org/10.2118/1407-PA>
6. Tarasova E.V. Combined approach to abnormal pressures evaluation and results generalization. *Karotazhnik*. 2024. No. 6(332). P. 119–139. (In Russ.).
7. Deryaev A. Features of forecasting abnormally high reservoir pressures when drilling wells in areas of south-western Turkmenistan. *Innovaciencia*. 2023. Vol. 11, No. 1. <https://doi.org/10.15649/2346075X.3605>
8. Tarasova E.V., Chebanov S.N., Yakhshibekov F.R. Peculiarities of pore pressure distribution in bituminous argillites of Bazhenovskaya Suite Upper Jurassic sediments, Formation YUS₀, Ai-Pimskoe field. *Karotazhnik*. 2012. No. 10(220). P. 41–53. (In Russ.).
9. Nesterova T.N., Kontsev S.P. Method for operational assessment of formation pressure and prevention of complications during drilling based on logging results. *Oil Industry. Series: Oil and Gas Geology, Geophysics and Drilling*. 1985. No. 12. P. 26–29. (In Russ.).
10. Luong C.V., Nhan N.H. Features distribution and change of formation pressure in granitoid collectors for “White Tiger” field. *Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*. 2009. No. 1. P. 4. (In Russ.). URL: <https://ogbus.ru/article/view/osobennosti-raspredeleniya-i-izmeneniya-plastovyx-davlenij-v-g> (accessed 28 July 2025).
11. Konstantinov K.V., Lapina E.I., Radionov A.N. Improving the efficiency of geological support of drilling in tectonically active zones. *Neftyanaya provintsiya*. 2025. No. 1(41). P. 120–135. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.120-135>
12. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969. Vol. 21, No. 10. P. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>

13. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. Vol. 25, No. 11. P. 1259–1268. <https://doi.org/10.2118/4135-PA>
14. Matthews W.R., Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs. *Oil & Gas Journal*. 1967. Vol. 65, No. 8. P. 92–106.
15. Zaitsev V.I. Formation fracture pressure determination when drilling offshore holes. *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*. 2018. Vol. 41, No. 1. P. 137–143. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-1-137-143>

Information about the author

Elena V. Tarasova – Chief Geologist, Petroviser LLC, Tver, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-6396-3513>; e-mail: tarasova_ev@petroviser.ru

Received 15 May 2025

Accepted 23 July 2025