УДК 622.241.83

# ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО И ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В РАЗРЕЗАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

# FEATURES OF THE DISTRIBUTION OF ZONES OF ABNORMALLY HIGH RESERVOIR AND PORE PRESSURE IN SECTIONS OF FIELDS IN WESTERN SIBERIA

**Горпинченко Алексей Николаевич**
заместитель генерального директора по общим вопросам,
ООО «Газпром персонал», проект «Ачим Деведопмент»
swengorr@yandex.ru

**Аннотация.** Актуальность оперативного определения и оценки аномально высокого порового (АВПоД) (в глинах) и пластового (АВПД) (в пластах-коллекторах) давлений обусловлена значительным объёмом поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в самых различных регионах Российской Федерации, целью которого является вскрытие отложений, характеризующихся наличием одной или нескольких зон АВПоД и АВПД. Известно, что большинство осложнений и аварий возникает при бурении в условиях несбалансированного равновесия между поровым, пластовым давлениями в открытой части разреза и гидростатическим давлением промывочной жидкости в стволе скважины. В этих условиях необходима оперативная оценка поровых давлений в глинах и пластовых давлений в коллекторах на основе данных геолого-технологических исследований, что позволяет выбрать оптимальную плотность промывочной жидкости и уточнить глубины спуска обсадных колонн.

**Ключевые слова**: аномально высокое пластовое давление; аномально высокое поровое давление; коэффициент аномальности; генезис аномально высокого пластового давления; классификация зональности разрезов по проявлению АВПД; сходные признаки строения зон АВПД; типы соотношений величин пластового и внутрипорового давлений.

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

**Annotation.** The relevance of the operational determination and assessment of abnormally high pore (in clays) and formation (in reservoir layers) pressures is due to the significant volume of prospecting, exploration and production drilling in various regions of the Russian Federation, the purpose of which is to open sediments characterized by the presence of one or several zones of abnormal high pore and reservoir pressures. It is known that most complications and accidents occur when drilling under conditions of unbalanced equilibrium between pore and reservoir pressures in the open part of the section and the hydrostatic pressure of the drilling fluid in the wellbore. Under these conditions, it is necessary to quickly assess pore pressures in clays and formation pressures in reservoirs based on geological and technological research data, which allows you to select the optimal density of the flushing fluid and clarify the depth of casing strings.

**Keywords**: abnormally high reservoir pressure; abnormally high pore pressure; anomaly coefficient; genesis of abnormally high reservoir pressure; classification of section zoning according to the manifestation of abnormally high reservoir pressure; similar signs of the structure of zones of abnormally high reservoir pressure; types of relationships between reservoir and pore pressure values.

В горных системах могут возникать условия, при которых пластовое давление существенно отличается от нормального гидростатического. Понятие аномально высокого пластового давления (АВПД) появилось в отечественной литературе на рубеже 40–50-х гг. прошлого столетия, когда на месторождениях Азербайджана впервые удостоверились в реальном существовании пластовых давлений, в 1,5–2,0 раза превышающих условное гидростатическое давление.

Рядом исследователей предложено считать аномально высоким пластовым (или сверхгидростатическим) давление, которое уравновешивается столбом промывочной жидкости плотностью 1,3 г/см$^3$ и более, т.е. нижний предел АВПД на 30 % должен превышать условное гидростатическое давление. Давление, превышающее условное гидростатическое менее чем на 30 %, называют повышенным.

Существуют и другие суждения о количественном определении нижней границы АВПД. Другие исследователи считают, что принимать за критерий аномальности условное гидростатическое давление не совсем корректно, поскольку в природе, как правило, встречаются минерализованные пластовые воды с плотностью, достигающей и превышающей 1,3 г/см$^3$. В последнем случае пластовое давление, уравновешиваемое столбом промывочной жидкости плотностью 1,3 г/см$^3$, не является аномальным. Кроме того, в разрезах скважин всё чаще и чаще наблюдают пластовые давления существенно ниже условных и нормальных гидростатических давлений. Такие давления называют аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Нижний предел АНПД определить трудно.

Поэтому предлагается критерием аномальности давлений считать величину *нормального гидростатического давления* $p_н$ – ожидаемого пластового давления, уравновешенного давлением, со-

здаваемым столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины; *аномально высоким пластовым давлением* – давление, отвечающее неравенству ра > рн; *аномально низким пластовым давлением* – давление $p_a < p_н$.

Аналогично определяются аномальные поровые давления (АВПоД или АНПоД).

Изучение аномальных поровых давлений пород-покрышек залежей с аномальными давлениями флюидов представляет особый интерес для прогнозирования пластовых давлений в коллекторах, поскольку по геофизическим данным определяется величина порового давления. Исследования показали, что в большинстве случаев поровое давление в глинистых покрышках отражает величину аномального пластового давления в залежи. Хотя имеются нефтегазоносные районы (например, Южно-Каспийская впадина), где начальные пластовые давления в коллекторах ниже поровых давлений во вмещающих эти коллекторы глинистых толщах.

Особенно большие сложности возникают при разведке и разработке глубинных полезных ископаемых, где в геологическом разрезе присутствуют пласты как с аномально высокими, так и с аномально низкими пластовыми давлениями.

Для изучения распределения давлений по разрезу и их изменений по площади используют коэффициент аномальности $K_a$ – отношение аномального пластового или порового давления ра к нормальному гидростатическому давлению $p_н$, вычисленному для той же глубины. $K_a > 1$ для АВПД и $K_a < 1$ для АНПД.

Значения пластовых давлений и их распределение в толщах осадочных пород зависят, прежде всего, от их природы. Природа аномальных давлений чрезвычайно многообразна и связана, в первую очередь, с напорными гидродинамическими системами. В каждой из рассмотренных гидродинамических систем возможно образование как аномально высоких, так и аномально низких давлений.

Высокие давления могут быть обусловлены действием комбинации различных факторов, которые чаще всего проявляются в отложениях, представленных чередованием песков и глин, вследствие механических, физических и химических свойств последних. Литологические изменения, которые обусловлены проявлением некоторых из этих факторов, могут использоваться в качестве индикаторов для раннего обнаружения зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения. Характерные условия и типичные фации, в которых возникают аномально высокие пластовые давления различного происхождения, приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Генезис аномально высокого пластового давления

| Происхождение | Характеристика | Обстановка осадконакопления |
|---|---|---|
| Горное давление | Основная причина существования аномально высокого пластового давления; приводит к развитию зон недоуплотнения; широко распространено географически; оказывает длительный эффект, связанный со скоростью седиментации | Молодые песчано-глинистые отложения: дельт, пассивных континентальных окраин, аккреционных тел, эвапоритов |
| Тепловое расширение воды | Хорошая изоляция коллектора; температура играет основную роль; может накладываться на эффект горного давления | Закрытая система с крутым профилем геотермического градиента; зоны вулканизма |
| Тектоника | Самые разнообразные условия из-за перераспределения масс и давлений флюидов | Разломы, складки, надвиги, диапиризм глин и солей, латеральное сдавливание |
| Крекинг органического вещества и углеводородов | Приводит к увеличению объёма; развивается в недоуплотнённых осадках или независимо; в значительной степени зависит от температуры | Осадки, обогащённые органикой |
| Диагенез глин | Причина второго порядка; может накладываться на эффект горного давления; геотермический градиент играет основную роль; проявляется при значительном содержании смектита в первоначальном составе отложений | Мощные глинистые толщи |
| Осмотические явления | Редкая второстепенная причина; характеризуется нестабильностью процесса; труднодоказуемая причина | Переслаивание глин с линзовидными коллекторами с сильно различающейся минерализацией |
| Разные причины: диагенез сульфатов, уплотнение карбонатов, многолетнемёрзлые породы | Специальные случаи – локальные неустойчивые явления | Отложения эвапоритов, мел, талики, вечная мерзлота |

В соответствии с генезисом АВПД проявляются и особенности распределения АВПоД и АВПД в различных горно-геологических условиях. Рассмотрим эти особенности на основе ряда обобщений и публикаций. При этом необходимо учитывать и то обстоятельство, что по мере повышения изученно-

сти районов исследования меняются в определённой мере и представления об особенностях распределения давлений в изучаемых разрезах, появляются новые методические приёмы определения АВПД и т.д.

До 1966 года бурились относительно неглубокие скважины. Проблемы АВПД и необходимости их прогнозирования не было.

Второй этап начинается с 1966 года, когда скважина № 12 на Салымской площади вскрыла высокодебитный нефтяной пласт в отложениях баженовской свиты. Был получен пульсирующий открытый нефтяной фонтан. Пластовые давления на глубине 2800 м достигли значений 47,6 МПа. Однако в этом районе проблемы прогнозирования АВПД не возникло. Были разработаны рациональная конструкция скважин (вся вышележащая толща перекрывалась промежуточной колонной) и довольно простая технология проводки (вскрывалась только баженовская свита), что позволило бурить скважины без особых осложнений на утяжелённой промывочной жидкости плотностью 1,65–1,70 г/см$^3$.

На севере Западной Сибири впервые зона АВПД вскрыта в 1967 году скважиной № 29 на Тазовской площади. На глубине 3533 м вскрыта газоконденсатная залежь с АВПД (валанжин). С осложнениями скважину добурили до 3710 м и ликвидировали по техническим причинам из-за постоянных газовых выбросов, поглощений и последовавшего за ними прихвата инструмента.

В дальнейшем разрезы с АВПД начали вскрываться на значительной территории северной части Тюменской области. Как правило, это происходило неожиданно и приводило к осложнению скважин и авариям. Увеличение плотности промывочной жидкости при нефтегазопроявлениях без знания величин пластовых давлений сопровождалось гидроразрывами, поглощениями, и в итоге скважины ликвидировались, а геологические задачи не решались.

С 1977 года начинается третий этап, когда на основе прогноза АВПД успешно закончена бурением скважина № 95 на Уренгойской площади. Заключения и рекомендации по АВПД составлены в институте «ЗапСибВНИИгеофизика» по данным геофизических исследований скважин. С этого времени начинается период бурения скважин с АВПД по разработанной новой технологии управления пластовыми давлениями, основанной на прогнозировании свойств зон АВПД по материалам ГИС. Исследованиями показана возможность эффективного использования материалов стандартного электрического каротажа (КС, ПС) для целей прогнозирования АВПД. Изучены некоторые свойства зон АВПД и их особенности, разработана упрощённая методика прогнозирования (по коэффициенту увеличения давлений), не противоречащая по смыслу и своей расчётной части известным методическим приёмам определений внутрипоровых давлений. Проведены значительные работы по обеспечению безаварийной проводки скважин. В связи с этим продолжен поиск залежей углеводородов в глубокозалегающих горизонтах с АВПД на Уренгойском, Харасавэйском, Заполярном и других месторождениях.

Как и во всех других общеизвестных методиках изучения разрезов с АВПД, объектом исследования брались глинистые породы, вскрываемые в разрезе скважины. Анализируется характер уплотнения глин с глубиной по изменению их пористости. В качестве индикатора пористости используется такая геофизическая характеристика глин, как их удельное электрическое сопротивление. Зона АВПД выделяется по отклонению величины удельного электрического сопротивления (УЭС) глин от линии его нормального изменения. По величине отклонения от линии нормального уплотнения рассчитывается величина аномальности давлений во вскрытой части разреза.

Экстраполяция значений УЭС глин на невскрытую часть разреза и, соответственно, прогноз поровых давлений осуществляются на основе геологических предпосылок с учётом тенденций изменения свойств пород по разрезу, в том числе уже изученных и познанных свойств пород и характеристик их изменения с глубиной, которые являются практически неизменными на значительных территориях с учётом устойчивой коррелируемости на большие расстояния.

Величины поровых давлений на невскрытую часть разреза экстраполируются с применением сводных графиков изменения УЭС с глубиной. Такие графики строятся путём совмещения границ стратиграфических горизонтов и линии нормального уплотнения. Небольшой разброс точек на сводных графиках позволяет уверенно проводить экстраполяцию линии изменения УЭС глин с глубиной по конкретной бурящейся скважине с учётом глубины стратиграфического горизонта (по геологическим построениям) и поведения кривой в интервале каждого горизонта.

Особенностью разрезов с АВПД является многоярусность строения, наличие нескольких зон и приуроченность их к определённым стратиграфическим горизонтам. Всего выделяется четыре зоны АВПД. Полностью они вскрыты скважиной № 7 Надымской площади, № 21 Южно-Русской площади, № 67 и 97 Бованенковской. Наиболее контрастно они проявляются в разрезе Харасавэйского месторождения (сверху - вниз):

1-я зона АВПД – нижняя часть баррема – верхи готерива. Пласты-коллекторы с АВПД встречены только на Харасавэйском месторождении. Вскрываются на промывочной жидкости удельного веса до 1,35–1,65 г/см$^3$.

2-я зона АВПД – нижняя часть готерива – валанжин. Пласты-коллекторы с АВПД встречены только на двух месторождениях – Харасавэйском и Крузенштерновском. Вскрытие проводится на промывочной жидкости удельного веса до 1,65–1,90 г/см$^3$. На остальных площадях с АВПД коллекторы этих зон характеризуются нормальным гидростатическим давлением, хотя глины имеют высокое внутрипоровое давление.

3-я зона АВПД является основной зоной АВПД и приурочена к нижнему валанжину – верхней и средней юре. Эта зона наиболее выразительна. На большинстве площадей пласты-коллекторы имеют аномальные давления. Вскрытие их проводится на промывочной жидкости удельного веса 1,65–2,00 г/см$^3$.

4-я зона АВПД – отложения нижней юры и породы доюрского возраста. Вскрыта единичными скважинами. Получены значительные притоки воды.

Такая классификация зональности разрезов по проявлению АВПД позволяет ориентироваться в разрезах при прогнозировании и даёт априорную информацию об интервалах возможных проявлений АВПД на новых площадях.

Необходимо отметить, что зоны АВПД имеют ряд сходных признаков строения. Эти элементы строения от зоны к зоне повторяются, в ряде случаев могут быть выражены нечётко, но практически всегда присутствуют и терминологически определяются следующим образом (сверху - вниз):

а) литологический барьер, являющийся предвестником ореола вторжения. По ряду площадей Западной Сибири он выражен слабо;

б) ореол вторжения (переходная зона) – это глинистая толща-покрышка, непосредственно удерживающая высоконапорную залежь с АВПД. По некоторым площадям (Уренгойская, Харасавэйская) в ореоле вторжения расположены линзовидные сателлитные залежи углеводородов, характеризующиеся промежуточной величиной аномальности давлений и не поддающиеся корреляции даже в пределах одной площади;

в) залежь углеводородов с аномально высокими пластовыми давлениями. Следующая (нижележащая) залежь с АВПД аналогично вышележащей имеет над собой литологический барьер (не всегда) и обязательно удерживающую покрышку (ореол вторжения или переходную зону). Третья высоконапорная залежь также имеет над собой удерживающую толщу-покрышку и т.д.

Как уже отмечалось, к 1986 году в разрезах Западной Сибири выявлено 4 зоны АВПД, прослеживающиеся на большой территории.

В условиях разрезов Западной Сибири аномальные давления в разрезе являются поисковым признаком с высокой степенью достоверности. Однако имеются и исключения, когда из этих зон получены притоки воды, причём как в верхней, так и в нижней части разреза.

В целом проблема выделения коллекторов и оценки их насыщения в зонах АВПД в настоящее время находится в стадии решения. Наиболее эффективными из методов ГИС для определения характера насыщения в зонах АВПД могут, видимо, явиться газовый каротаж и опробование пластов приборами на кабеле. Однако, как показывают результаты опробования скважин, даже при наличии положительных показаний по газовому каротажу, приток из пласта часто отсутствует. Это можно объяснить применением неэффективной технологии опробования. Для испытания разреза в зонах АВПД применяется такая же технология испытания, как и для вышезалегающих отложений с нормальными давлениями. Опробование в процессе бурения пластоиспытателями на трубах практически не применяется. Другой причиной может служить наличие значительного количества растворённого в пластовых водах газа, который может давать ложные аномалии на показаниях газового каротажа.

Методика прогнозирования пластовых давлений основана на расчёте внутрипоровых давлений глин. При этом делается допущение, что на контакте «глина – коллектор» пластовые давления коллекторов равны внутрипоровым давлениям вмещающих глин. Но вследствие того, что образование и расформирование АВПД является динамическим процессом, который протекает, вероятно, и в современное геологическое время, могут наблюдаться 3 типа соотношений величин измеренного пластового и рассчитанного внутрипорового давлений:

1) пластовое давление равно внутрипоровому (АВПД = АВПоД);
2) пластовое давление меньше внутрипорового (АВПД < АВПоД);
3) пластовое давление больше внутрипорового (АВПД > АВПоД).

В разрезах Западной Сибири отмечаются все 3 типа соотношений.

По имеющимся данным могут быть сделаны выводы:

- зоны АВПД имеют повсеместное распространение в глубокозалегающих отложениях северных районов Западно-Сибирской равнины;
- особенностью зон АВПД по разрезу является многоярусность строения и приуроченность к определённым стратиграфическим горизонтам (основными являются отложения ачимовской толщи, баженовской и тюменской свит).

Характерной особенностью каждой зоны АВПД является согласованность со структурным планом градиентов поровых давлений. Максимальной величины градиенты достигают в сводовых частях и уменьшаются к крыльевым и периклинальным частям структуры.

Залегающие более глубоко зоны АВПД в плане имеют больший охват структуры по площади и большие величины градиентов давлений. Информативны для изучения свойств разрезов в зонах АВПД карты давлений (градиентов давлений), которые строятся по каждому месторождению (залежи).

К настоящему времени не отмечено фактов наличия гидростатических давлений под зонами АВПД. Это, видимо, находится в соответствии со следующими утверждениями:

1) все обнаруженные к настоящему времени зоны АВПД являются элементами общей зоны напряжённого состояния разреза;

2) напряжённость разреза объясняется напорным флюидомассопереносом из мантийных участков земной коры, имеющим циклический характер;

3) вариации внутрипоровых давлений обусловлены удерживающими на проникание свойствами покрышек.

Хорошие покрышки имеют более высокие внутрипоровые давления. Покрышки с низкими удерживающими свойствами не сохраняют под собой высоконапорных залежей.

В зонах АВПД открыты газоконденсатные (Харасавэйское, Уренгойское, Крузенштерновское и другие месторождения) и нефтяные (Салымское и др.) залежи. По многим площадям в зонах АВПД имеются признаки нефтегазопроявлений в процессе бурения и испытания. Глубокозалегающие отложения с АВПД являются перспективными литологофациальными комплексами.

В условиях разрезов Западной Сибири аномальные давления служат поисковым признаком с высокой степенью достоверности.

Для изучения свойств разрезов с АВПД разработаны и применяются оптимальный комплекс методов ГИС и методика его поинтервального использования с последовательным построением и наращиванием кривых изменения физических и геофизических параметров и давлений с глубиной. Имеются некоторые положительные достижения при использовании данных ГИС:

1) в условиях терригенного разреза Западной Сибири надёжно устанавливаются и прослеживаются все основные изменения физических и геофизических параметров и характеристик с глубиной, которые обусловлены воздействием аномальных давлений на породы;

2) изменения этих параметров надёжно сопоставляются с изменениями внутрипоровых давлений с глубиной;

3) отмечаются все детали строения зон АВПД, что даёт надёжность различного вида корреляционным и профильным построениям;

4) возникли положительные факторы для прогноза свойств разрезов вглубь на каждом конкретном месторождении. Это установлено благодаря возможности прослеживать на значительных территориях (так же, как и вглубь по разрезу) такие изменения свойств пород, которые отражают наиболее существенное воздействие на них аномальных давлений.

Интересно проследить изменения в сведениях о распределении АВПоД и АВПД в разрезах скважин в связи с их детальным изучением и обобщением накопленного материала.

Как известно, изменение физических свойств «чистых» глинистых пород с глубиной зависит главным образом от степени их уплотнения и температуры. В некоторых геологических разрезах на электрическое сопротивление глин может оказать влияние изменение минерализации поровых вод, а также наличие внутриформационных и поверхностных размывов.

Исследование петрофизических связей показало, что для чистых глинистых пород, имеющих нормальное гидростатическое давление поровых флюидов, статистические зависимости между многими физическими параметрами этих пород (Kn, δn, ρn, σn, Δt, Iгг, Iпг) и глубиной залегания Н могут быть аппроксимированы в достаточно широком диапазоне глубин экспоненциальными зависимостями.

Так, статистическая связь между пористостью глин и эффективным напряжением скелета породы при нормальном уплотнении глинистых пород аппроксимируется формулой:

$$K_{п.гл}^{H} = K_{п.гл}^{H=0} \cdot e^{-\beta_п \cdot \sigma_{эф}}, \quad (1)$$

где $K_{п.гл}^{H}$ – пористость глин па заданной глубине; $K_{п.гл}^{H=0}$ – пористость глин на поверхности; $\beta_п$ – коэффициент необратимого уплотнения; $\sigma_{эф}$ – эффективное напряжение скелета на глубине Н.

Так как по определению:

$$\sigma_{эф} = P_{геост} - P_{пл} = g \cdot \gamma_{пс} \cdot H - g \cdot \gamma_{вс} \cdot H = g \cdot (\gamma_{пс} - \gamma_{вс}) \cdot H, \quad (2)$$

то, подставляя (2) в (1), получим:

$$K_{п.гл}^{H} = K_{п.гл}^{H=0} \cdot e^{-\beta_п \cdot g \cdot (\gamma_{пс} - \gamma_{вс})}. \quad (3)$$

Из уравнения (3) видно, что связь между пористостью глин и глубиной в зоне нормального уплотнения аппроксимируется экспоненциальной зависимостью. В полулогарифмическом масштабе координат статистические экспоненциальные зависимости, называемые кривыми нормально уплотнённых глин, представляют прямые линии.

В зоне АВПоД скелет глинистых пород испытывает меньшее эффективное напряжение из-за влияния повышенного порового давления, т.е. скелет породы бывает частично разгружен и зависимость $\ln K_{п.гл}^{H} = f(H)$ отклоняется от линейной в сторону повышения пористости относительно нормального его значения. Поэтому физической основой большинства методов оценки поровых давлений является отклонение регистрируемого параметра П от нормальной (эталонной) зависимости, обусловленное повышением пористости горных пород в зоне АВПоД и уменьшением в них эффективного напряжения скелета породы.

На практике наиболее широкое применение при оценке геофлюидальных давлений по геофизическим, петрофизическим параметрам пород и технологическим данным бурения получила методика «эквивалентных глубин», которая использовалась в данной работе для оценки порового давления глинистых пород в разрезе скважин месторождений Ямальского региона по данным ГИС. Всего поровые давления определялись в скважинах Харасавэйского, Новопортовского, Южно-Тамбейского, Утреннего, Арктического, Каменномысского-моря, Северо-Каменномысского, Чугорьяхинского, Ленинградского и Русановского месторождений, а также на соседних к рассматриваемому региону участках – скважинах Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений.

Имелись также данные по прямым замерам пластового давления с помощью манометров, полученным при испытании некоторых горизонтов вышеуказанных месторождений, что позволило произвести сравнение распределения поровых и пластовых давлений в разрезах изученных скважин.

На рисунках 1 и 2 приведены данные об измеренных пластовых давлениях и оценке поровых давлений по данным каротажа, определённые с помощью методики эквивалентных глубин по скважинам Новопортовского и Харасавэйского месторождений. Всего по результатам исследований в разрезах скважин месторождений Ямальского региона (от четвертичных отложений до палеозоя включительно) выделяют 7 зон АВПоД, которые имеют свои особенности, в том числе и по соотношению поровых и пластовых давлений.

Проведённый сравнительный анализ геофлюидальных давлений показал следующее.

1. Для месторождений, расположенных в южной части п-ова Ямал, например, для Новопортовского месторождения (рис. 1), во внутренних частях всех семи зон АВПоД наблюдается превышение градиентов поровых давлений над градиентами измеренных пластовых давлений, которые близки здесь к условным гидростатическим. Такое же явление наблюдается и для зон АВПоД (первые 3 зоны, вскрытые бурением) на морских месторождениях Карского шельфа – Русановском и Ленинградском.

2. Для месторождений, приуроченных к Нурминскому мегавалу, например, для Харасавэйского месторождения (рис. 2), т.е. расположенных в центральной части п-ова Ямал, во внутренних частях барремской, баженовской, средне- и нижнеюрской зон АВПоД, а также в палеозойской зоне АВПоД, поровые и пластовые давления совпадают и являются аномально высокими. Однако в альбской и сантон-туронской зонах АВПоД градиенты поровых давлений, как и в первом случае, превышают градиенты пластовых давлений, которые здесь равны условным гидростатическим.

3. Во всех зонах АВПоД интервалы разреза, прилегающие к зонам нормального уплотнения (0–30 м) как в подошве, так и в кровле, характеризуются резким снижением градиентов поровых давлений, и здесь, как правило, они становятся равны градиентам пластовых давлений.

4. В зонах нормального уплотнения градиенты поровых и пластовых давлений практически совпадают и равны условным гидростатическим давлениям.

Полученные результаты сравнительного анализа поведения поровых и пластовых давлений в разрезах месторождений Ямальского региона позволяют сделать некоторые выводы о генезисе сверхгидростатических пластовых и поровых давлений, встречаемых в скважинах рассматриваемой территории.

Прежде всего, следует отметить, что для Ямало-Карского региона, где имеется элизионный водонапорный бассейн, основной механизм образования АВПоД – уплотнение пород при затруднённом оттоке порового флюида. При этом во многих случаях, если градиенты поровых давлений во внутренних частях зон АВПоД сохранили повышенные значения, то пластовые давления в коллекторах вследствие их хорошей проницаемости снизились в этих же интервалах глубин до величин нормальных гидростатических давлений («стравливание давлений»).

Однако для месторождений, приуроченных к Нурминскому мегавалу, например, Харасавэйского месторождения, наблюдается комбинированный механизм образования аномально высоких геофлюидальных давлений. Здесь наряду с образованием АВПоД в глинах вследствие затруднённого

оттока порового флюида в пластах-коллекторах возникли и сохранились АВПД под действием восходящей миграции флюидов из газонасыщенных пластов, залегающих в палеозойском седиментационном комплексе. Для поддержания такой подпитки из нижезалегающих источников газа с повышенными пластовыми давлениями необходима вертикальная гидродинамическая сообщаемость между зонами АВПД и нижезалегающими газовыми пластами. Это может обеспечить наличие в геологическом разрезе тектонических разрывов (зон трещиноватости). На Харасавэйском месторождении вышеуказанная гидродинамическая сообщаемость действует только до барремской зоны АВПоД и АВПД, тогда как в альбской зоне АВПоД пластовые давления становятся нормально-гидростатическими.

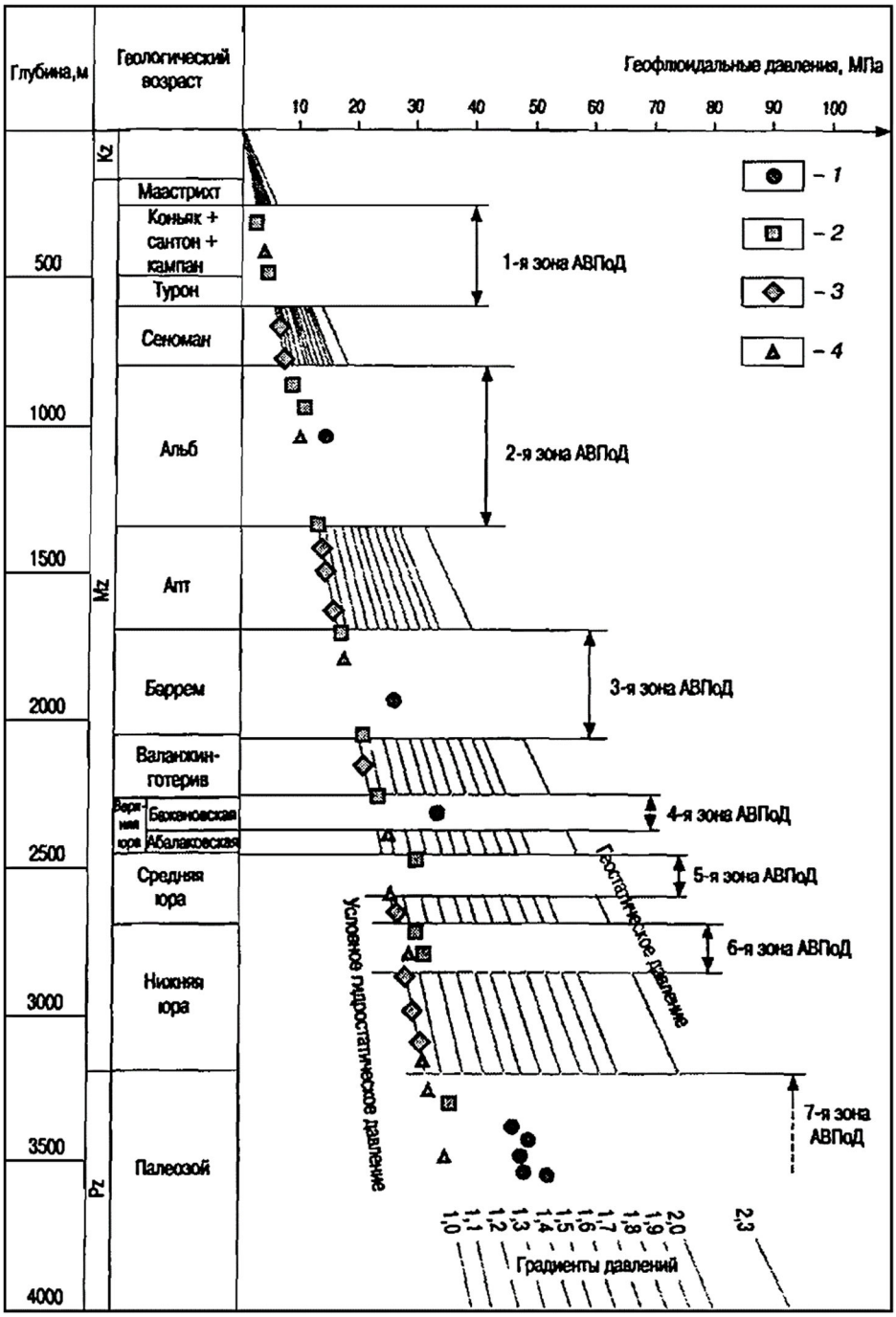


**Рисунок 1** – Барическая модель распространения пластовых и поровых давлений и зон АВПоД в скважине № 93 Новопортовского месторождения.
Градиенты давлений:
1 – максимального порового давления в глинистых покрышках (зонах АВПоД);
2 – порового давления в глинистых покрышках вблизи интервалов нормального уплотнения;
3 – порового давления глин в интервалах нормального уплотнения;
4 – пластового давления в коллекторах

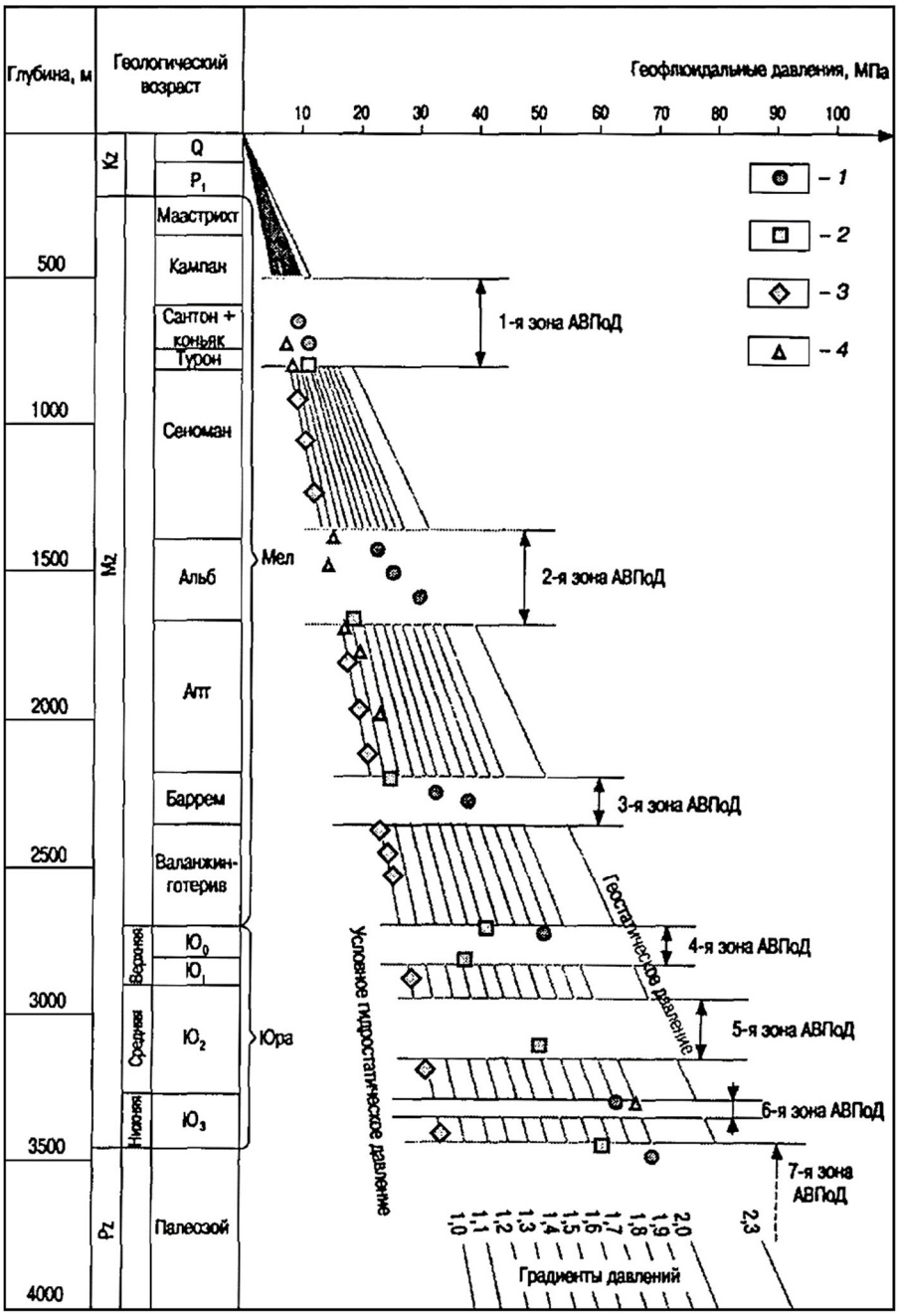


**Рисунок 2** – Барическая модель распространения пластовых и поровых давлений и зон АВПоД в скважинах Харасавэйского месторождения.
Градиенты давлений:
1 – максимального порового давления в глинистых покрышках (зонах АВПоД);
2 – порового давления в глинистых покрышках вблизи интервалов нормального уплотнения;
3 – порового давления глин в интервалах нормального уплотнения;
4 – пластового давления в коллекторах

Таким образом, существование АВПоД и АВПД в разрезах месторождений Ямало-Карского региона требует учёта особенностей распределения геофлюидальных давлений как при проектировании конструкции скважин, так и при выборе оптимальной технологии бурения.

Обычно технология проводки скважин при наличии в геологическом разрезе зон с АВПоД должна предусматривать разобщение зон, несовместимых по условиям бурения, путём последовательного перекрытия то одной, то другой зоны обсадными колоннами. В классическом варианте это выполняется в тех геологических условиях, когда в разрезе чередуются толщи пород большой мощности с нормальными и аномальными давлениями. В этом случае конструкция скважины планируется таким образом, чтобы очередную колонну спускать на глубину вскрытия кровли зоны АВПоД, следующую – в подошву зоны АВПоД и т.д.

Гораздо большие трудности возникают, когда в разрезе встречаются глинистые пачки с АВПоД сравнительно небольшой мощности (десятки или первые сотни метров), что не позволяет каждую из них самостоятельно перекрывать обсадными колоннами, так как это приведёт к значительному усложнению конструкции скважины и необходимости бурения большей части верхнего интервала разреза долотом завышенного диаметра. Такая ситуация характерна, например, для геологических условий Мессояхской группы месторождений, площадей Большехетской впадины, полуострова Ямал и прилегающего шельфа, а также других районов Западной Сибири.

В качестве примера сложных геологических условий распределения зон АВПоД в разрезе скважин приведена геофлюидальная (геобарическая) характеристика разреза по скважине № 73 Восточно-Мессояхского месторождения (рис. 3). Оно относится к газоконденсатно-нефтяным. Диапазон глубин распределения залежей по разрезу охватывает интервал от 800 до 3200 м. Соответственно изменяются и глубины зон АВПоД, изученные по ГИС и вертикальному сейсмическому профилированию. Как показали исследования геофлюидальных давлений по данным ГИС по методике эквивалентных глубин, на Восточно-Мессояхском месторождении выявлено 7 зон АВПоД. Особенностью распределения этих зон в изученном разрезе является сложная ситуация с распределением поровых давлений в верхней части разреза.

Над продуктивными пластами ПК1-3 в сеномане существуют две зоны АВПоД: одна в кампантуроне с градиентами поровых давлений до 0,173 атм./м (скважина № 132), другая в туроне – верхах сеномана. Очевидно, между этими зонами АВПоД может быть расположена залежь углеводородов, приуроченная к газсалинской пачке отложений. Вторая особенность распределения АВПоД на рассматриваемом месторождении, на которую следует обратить внимание – это наличие АВПоД во вскрытых отложениях верхней юры (начало 7-й зоны АВПоД), где градиенты поровых давлений могут достигать 0,151 атм./м.

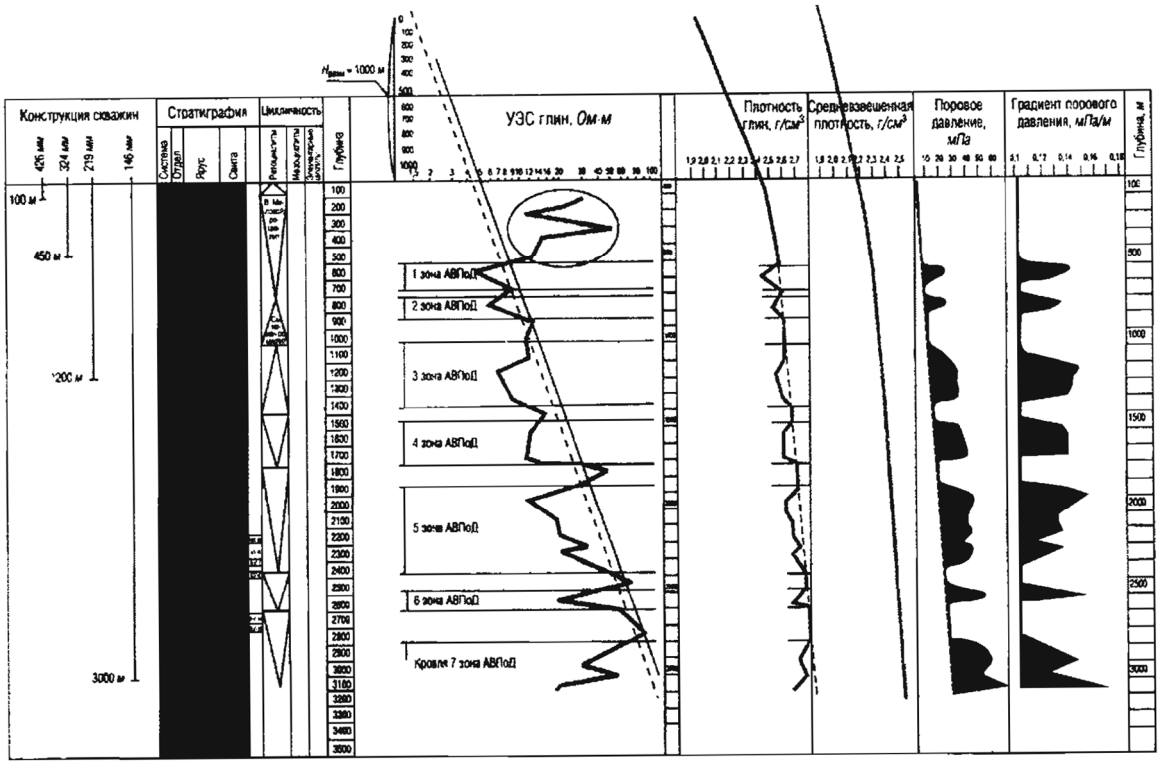


**Рисунок 3** – Распределение поровых давлений в глинистых покрышках в разрезе скважины № 73 Восточно-Мессояхская по данным ГИС

Выделенные зоны АВПоД хорошо коррелируются между собой в разрезах других исследованных скважин Восточно-Мессояхского месторождения.

Таким образом, исследования показали, что особенностью геологического разреза скважин Мессояхской группы месторождений является тот факт, что в разрезах нет однородных по литологии зон АВПоД большой мощности, которые граничили бы с мощными зонами нормальных давлений, представленных чередованием хороших коллекторов, разделённых маломощными глинистыми пластами. Наличие в разрезе периодически встречающихся глинистых толщ с АВПоД сравнительно небольшой мощности не позволяет каждую из них самостоятельно перекрывать обсадными колоннами, чтобы не усложнять конструкцию скважин.

Альтернативой этому является бурение толщ с существенно различающимися градиентами давлений одним диаметром и под одну колонну.

В этих условиях необходимо обосновывать оптимальную плотность бурового раствора в коридоре между градиентами пластовых давлений в коллекторах и поровых давлений в глинистых пластах таким образом, чтобы не было значительной кольматации коллекторов и глинистые толщи выдержали перепад между поровым и гидростатическим давлениями в скважине. Последнее определяется минералогией и петрофизическими параметрами конкретных пластов глин. В связи с этим необходимо учитывать целевые задачи конкретной скважины, целесообразность и необходимость в будущем проводить испытания перспективных или заведомо продуктивных горизонтов в верхней части разреза.

Для этого при вскрытии зоны АВПоД необходимо периодически осуществлять прогноз устойчивости стенок ствола скважины в этих зонах с учётом времени, необходимого для завершения бурения этой части разреза и перекрытия её обсадной колонной. При проектировании конструкции скважины в этих условиях необходимо глубину спуска колонны планировать не до кровли зоны АВПоД, а до её подошвы. Это даст возможность держать породы зоны АВПоД под перепадом давления минимальное количество времени и, следовательно, вскрывать их на максимальном предельном перепаде между поровым и статическим давлениями в скважине.

На этапе проектирования конструкции скважины надо учесть время, необходимое для вскрытия зоны АВПоД, провести расчёт устойчивости ствола при условии разных перепадов давлений и предусмотреть возможность поэтапного оптимального повышения плотности раствора для предотвращения проявления неустойчивости пород с АВПоД.

Для полного обоснования оптимальной плотности промывочной жидкости, особенно при вскрытии одним стволом пластов с существенно отличающимися петрофизическими характеристиками, необходимо знать изменение порового и пластового давлений по разрезу. Однако этого ещё недостаточно. Процесс разрушения приствольной части скважины и влияние различных факторов на устойчивость её стенок изучали многие исследователи. Большинство из них указывают на то, что нарушение устойчивости стенок скважин наблюдается главным образом против глинистых пород и зависит от структурно-механических свойств и термодинамических условий, времени, прошедшего с момента вскрытия глин скважиной, и технологических факторов, возникающих в процессе бурения. Неустойчивое состояние глинистых пород на стенке скважины связано с явлениями хрупкого разрушения либо пластического течения. Наиболее опасно последнее, так как оно приводит к сужению открытых стволов скважин либо к смятию колонн после обсадки ствола. Разрушение пород происходит при достижении в них напряжений, превышающих предельные.

Ещё в конце 1980-х годов разработана и внедрена в практику технология определения устойчивости открытого ствола скважины, которая включает оперативную оценку начального и текущего значений предела прочности пород, выделение зон, наиболее опасных для осложнений при конкретно используемой плотности промывочной жидкости, контроль за устойчивостью ствола геофизическими методами, а также прогнозирование времени устойчивого состояния или степени осложнений во времени интервалов глинистой части открытого разреза при оптимально возможных параметрах промывочной жидкости. Такая технология позволяет обоснованно устанавливать наиболее оптимальную плотность промывочной жидкости при бурении скважин с учётом состояния пород по всему открытому стволу и принять меры к перекрытию интервалов пластичных глин высокопрочными трубами.

Применительно к конкретным разрезам площадей Мессояхского вала наличие зон 1–5 АВПоД даже с повышенными градиентами давлений не должно приводить к большим перепадам давлений за счёт относительно малой глубины (до 2000-2400 м) и вызывать серьёзных осложнений в связи с повышенными скоростями бурения в верхней части разреза и непродолжительного времени нахождения ствола скважины в открытом состоянии. Поэтому при бурении глубоких скважин первую обсадную колонну необходимо планировать на максимально возможную глубину с перекрытием первых пяти зон АВПоД.

Зоны 6 и 7 (начало) АВПоД при таких же величинах градиентов давлений за счёт нахождения их на существенно больших глубинах могут вызывать серьёзные осложнения в процессе бурения. Глубины спуска последующих колонн необходимо планировать в подошву соответствующей зоны АВПоД.

В процессе проводки скважин необходимо осуществлять оценку давлений поэтапно во вскрытой части разреза, прогнозировать градиенты давлений ниже забоя, используя для этого как опыт проводки предыдущих скважин, так и закономерности изменения градиента давления с глубиной в призабойной части разреза. Необходимо также периодически осуществлять анализ устойчивости ствола скважины в интервалах глинистых пластов с АВПоД.

Ниже рассмотрим геолого-геохимические исследования в процессе бурения скважин в Западной Сибири. В связи с поисково-разведочными работами в терригенных разрезах Западной Сибири на глубинах более 2,5 км, где стандартный комплекс ГИС не всегда позволяет получить требуемую информацию о пластах-коллекторах, возникает необходимость применения прямых методов разведки.

Комплексные исследования, включающие газовый каротаж, изучение шлама, измерение параметров режима бурения и гидравлической системы буровой, использующие метод корреляции результатов исследования с данными по соседним скважинам, позволяют получать оперативную геолого-геохимическую информацию о разрезе скважины, решать в процессе бурения задачи расчленения разрезов, выделения в них пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения. Кроме того, эти исследования дают возможность в процессе бурения прогнозировать зоны АВПД. Ниже приводятся результаты комплексных геолого-геохимических исследований, проведённых на 10 скважинах Уренгойского, Бованенковского и Восточно-Сургутского месторождений в сложнопостроенных разрезах.

Задача литологического расчленения разрезов скважин и уточнения литологических особенностей пластов в процессе бурения решалась путём отбора и оперативного исследования шлама и керна с привлечением параметров режима бурения и гидравлической системы буровой. При этом опыт исследований в Западной Сибири показал, что первичная документация разрезов по шламу и керну является наиболее ценной и в дальнейшем не претерпевает существенных изменений.

Процентное соотношение литологических разностей отражалось на шламограммах. Анализ их показывает, что появление новых литологических разностей в шламе происходит на границах пластов, а по возрастанию количества этих обломков в общем объёме шлама можно оценивать мощность пластов. Выделение пластов-коллекторов производилось путём исследования плотности и пористости шлама с применением ареометра.

Исследования физических свойств керна с применением стандартных методов и плотности шлама с пересчётом на пористость и сравнение полученных значений пористости и плотности по шламу (на примере Уренгойского месторождения) показали наличие тесной связи между этими характеристиками и выявили сходные значения плотности и пористости пород по шламу и керну.

Перспективные в нефтегазоносном отношении пласты характеризуются резким возрастанием газонасыщенности промывочной жидкости и шлама, сопровождаемым сокращением продолжительности бурения. Перспективные участки разреза выделялись по данным оперативной интерпретации газового каротажа с привлечением результатов исследований шлама и керна. Нефтегазоносные интервалы характеризуются повышенными (относительно граничных на месторождении) значениями приведённых газопоказаний, определённых по данным анализа на хроматографе и обусловливающих приведённый к нормальным условиям суммарный объём углеводородных газов, содержащихся в единице объёма пласта, вскрытого скважиной ($м^3/м^3$).

Пласты-коллекторы с нефтесодержащим флюидом характеризуются изменением относительного состава газа, повышенным нефтебитумосодержанием, сопровождаемым часто изменением битумов, а также присутствием пород-коллекторов в шламе. Кроме того, этим интервалам соответствуют повышенные скорости и пониженные значения на кривых продолжительности бурения. Характер насыщения пластов определялся путём оперативной интерпретации данных газового каротажа с оценкой остаточного кажущегося газосодержания и сравнения его с граничными значениями этого параметра для пластов с различным насыщением. В комплексе с этими результатами высокий эффект дают газометрия шлама при выделении нефтегазонасыщенных интервалов и капельный метод люминесцентно-битуминологического анализа. Для подтверждения выделения газо- и нефтенасыщенных интервалов целесообразно применять спектральный анализ.

Попытка прогнозирования зоны АВПД по шламу путём измерения плотности аргиллитов в процессе бурения предпринята на Уренгойском месторождении. Резкое разуплотнение пород отмечено на 18 м выше зоны АВПД, т.е. зона предсказана за сутки до её вскрытия.

В результате комплексных геолого-геохимических исследований разработаны методики их проведения с целью оперативного решения геологических задач. Кроме того, выделено более 10 перспективных интервалов, подтверждённых результатами испытаний и данными ГИС.

В целом получаемая комплексная оперативная информация о результатах геолого-геохимических исследований в процессе бурения используется для интерпретации данных ГИС и при корректировке режима бурения. Переход на большие глубины (более 4 км), как известно, требует серьёзного усовершенствования методов исследования и интерпретации, так как литологические разности на этих глубинах мало различаются по своим петрофизическим характеристикам. В этих условиях результаты геолого-геохимических исследований могут успешно дополнять данные ГИС в решении задач литологического расчленения разрезов, выделения перспективных в нефтегазоносном отношении интервалов и эффективных мощностей в пластах-коллекторах, в оценке характера насыщения пластов.

Работы по применению прямых методов разведки, начатые в Западной Сибири более 25 лет назад, в том числе и для оперативного определения АВПД, с сегодняшними аппаратурно-методическими возможностями ГТИ могут быть достойно продолжены.

На основании обработки фактического материала, накапливаемого по конкретным объектам исследования, количество информации, полученной в процессе реализации методик, сущность которых изложена выше, может быть существенно увеличено. Например, помимо величины пластового давления, могут быть определены и другие важные параметры пласта-коллектора. Одним из них является коэффициент продуктивности (или коэффициент приёмистости). Метод «варьирующих депрессий» позволяет получить этот коэффициент без определения величины пластового давления. Получив установившиеся значения величины дифференциальных расходов $\Delta Q_1$ и $\Delta Q_2$ при двух режимах нагнетания $P^{I}_{нагн}$ и $P^{II}_{нагн}$, можно определить коэффициент продуктивности (приёмистости) пласта (см$^3$/с атм.).

$$K = \frac{\Delta Q_1}{\Delta P_1}; \tag{4}$$

$$K = \frac{\Delta Q_1 - \Delta Q_2}{P^{I}_{нагн} - P^{II}_{нагн}}. \tag{5}$$

Подставив полученные величины в формулу Дюпюи, можно перейти к определению таких параметров пласта, как проницаемость и гидропроводность. Коэффициент проницаемости равен:

$$k_{пр} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h}{\mu \cdot \left( \ln \frac{R_к}{r_{скв}} + c \right)} \cdot K, \tag{6}$$

где $k_{пр}$ – проницаемость, Дарси; $h$ – толщина пласта, см; $\mu$ – динамическая вязкость бурового раствора в пластовых условиях, сП; Rк и rскв – соответственно радиус контура питания и радиус скважины по долоту, см; $c = c_1 + c_2$; $c_1$ – поправочный коэффициент, учитывающий степень вскрытия пласта (безразмерен, определяется расчётным путём или по графикам В.И. Щурова); $c_2$ – поправочный коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления в скважине, несовершенной по качеству вскрытия пласта. При открытом забое скважины $c = c_1$.

Применение формулы (6) затруднено, так как неизвестна величина $R_к$, которая оценивается обычно приближённо ($R_к$ = 100 – 500 м). Величины $h$ и $c_1$ определяются после вскрытия полной толщины пласта-коллектора. При применении метода «варьирующих депрессий» для получения более точных значений коэффициента проницаемости и других параметров пласта-коллектора следует использовать неустановившийся режим работы пласта.

Метод, основанный на определении напряжений горных пород в естественном залегании, обладает существенным преимуществом перед другими, так как является практически единственным прямым способом получения информации о давлениях в непроницаемых толщах и одним из способов, дающих информацию о пластовых давлениях в коллекторах (особенно в условиях АВПД) без нарушения начальных (естественных) пластовых напряжений.

Для определения пластового (порового) давления осуществляются следующие операции:

1) определяется текущая величина градиента геостатического давления в процессе бурения скважины:

$$S = \frac{\int_0^H \rho_n(h) \cdot dh}{H}; \tag{7}$$

2) изолируется каждый исследуемый интервал от вышележащей толщи (после спуска обсадных колонн в процессе предварительного или окончательного испытания);

3) определяется коэффициент Пуассона $\nu$ (часто обозначаемый через $\mu$) исследуемого интервала либо путём снятия его значений с кривой изменения коэффициента с глубиной на контрольном разрезе, либо по керну или шламу из данного интервала в лабораторных условиях;

4) определяется величина гидроразрыва пласта путём нагнетания жидкости в ствол скважины насосом:

$$P_{разр} = P_{нач} + \frac{H \cdot \rho_{ж}}{10}, \tag{8}$$

где $P_{нач}$ – давление (на насосе) начала гидроразрыва; $H$ – глубина исследуемого интервала; $\rho_ж$ – плотность жидкости;

5) рассчитывается величина градиента гидроразрыва пласта:

$$G = \frac{P_{нач} + \frac{H \cdot \rho_{ж}}{10}}{H}; \quad (9)$$

6) определяется величина пластового давления:

$$P_{пл} = \frac{G - (S - G) \cdot \nu}{1 - 2 \cdot \nu} \cdot H. \quad (10)$$

Метод может стать серьёзным подспорьем как в технологическом плане в процессе бурения скважины, так и для получения геологической информации.

Оперативная оценка пластовых давлений в процессе бурения по технологическим методам даёт возможность определить плотность флюида и характер насыщения пласта-коллектора. Для этого определяется величина пластового давления в кровле и подошве пласта-коллектора. Зная, что по вертикали в пластах-коллекторах пластовое давление измеряется по гидростатическому закону по разности давлений в кровле $P_1$ и подошве $P_2$ пласта, можно определить плотность флюида в пластовых условиях:

$$P_2 - P_1 = \frac{h \cdot \rho}{10}; \quad (11)$$

$$\rho = \frac{10 \cdot (P_2 - P_1)}{h}, \quad (12)$$

где $h$ – толщина пласта-коллектора.

По плотности пластового флюида уточняется характер насыщения пласта-коллектора. Если выявляется перелом линии изменения пластового давления от кровли к подошве, то необходимо определить плотность флюида выше линии перелома и ниже него. Сама же точка перелома будет характеризовать контакт между флюидами разной плотности.

Значение пластового давления по разрезу скважины позволяет выделять коллекторы и покрышки – зоны быстрого и медленного выравнивания давлений. Можно выделить ту часть покрышки, которая держит залежь.

Не менее ценная информация получается при рассмотрении распределения давлений по площади структуры. Примером такого распределения является Харасавэйская площадь. На рисунке 4 даётся распределение градиентов пластовых давлений на плоскостях среза соответственно 2200, 2300 и 2400 м. На рисунке 5 показано нарастание коэффициента аномальности в переходной зоне, распределение мощностей (толщин) которой показано на рисунке 6.

Таким образом, технологические данные бурения могут быть использованы для прогноза и оценки пластовых давлений как для оперативной корректировки программы бурения скважин и оценки параметров пластов-коллекторов в процессе их бурения, так и для получения новой геологической информации о характере изменения динамической обстановки по площади и разрезу разбуриваемой структуры. Комплексная методика оценки пластовых давлений по технологическим данным бурения и ГИС приведёт, несомненно, к повышению эффективности разведки месторождений нефти и газа.

Накопление промысловой информации при опытно-промышленной эксплуатации скважин баженовской свиты Салымского месторождения позволило уточнить распределение коэффициентов открытой пористости и определить коэффициенты необратимого уплотнения глинистых пород Салымской площади.

На рисунке 7 приведена зависимость изменения общей пористости глинистых пород с глубиной, полученная в результате обработки керна опорных скважин Сургутского района, а на рисунке 8 – график распределения коэффициентов открытой пористости Кпо и общей пористости К пород баженовской свиты по 84 скважинам. Наиболее вероятное значение Кпо по Салымской площади определяется по максимуму $K_{по}$ = 7 %. Измеренное манометрами и приведённое к отметке 2800 м пластовое давление в пределах Салымского месторождения изменяется от 28 (нормальное гидростатическое) до 46 МПа. Коэффициент необратимого уплотнения глинистых пород $\beta п (\tau, t) = 70 \times 10^{-3}$ МПа–1.

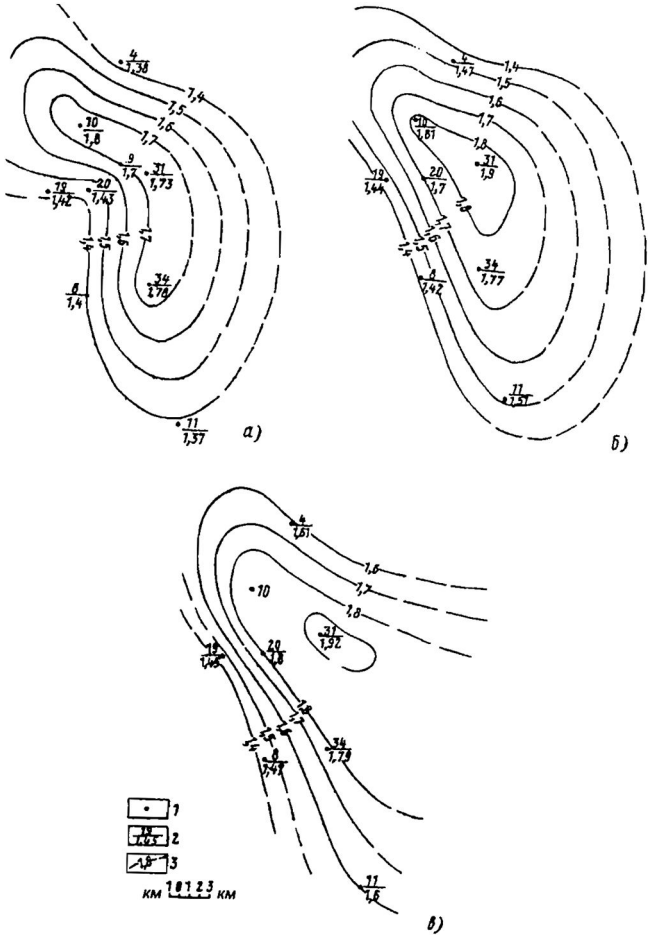


**Рисунок 4** – Схематические карты распределения градиентов пластовых давлений Харасавэйской площади на плоскостях среза: а) 2200 м; б) 2300 м; в) 2400 м; 1 – пункты наблюдения (скважина); 2 – числитель – номер скважины, знаменатель – градиент пластового давления в гс/см$^3$; 3 – линия равных градиентов пластового давления

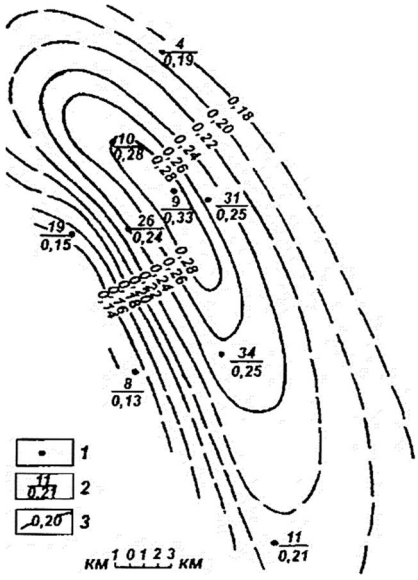


**Рисунок 5** – Схематическая карта распределения нарастания Кан в переходной зоне (на 100 м) Харасавэйской площади: 1 – пункты наблюдения (скважина); 2 – числитель – номер скважины, знаменатель – значение нарастания Кан на 100 м в переходной зоне; 3 – линии равных значений нарастания Кан на 100 м

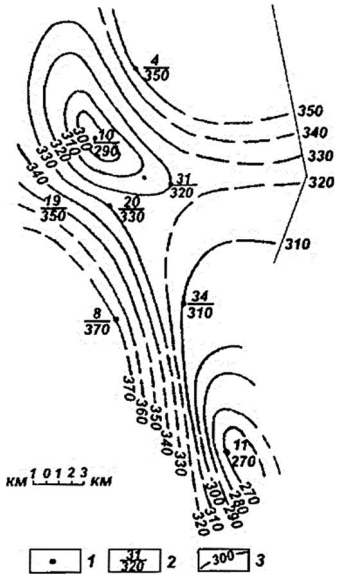


**Рисунок 6** – Схематическая карта распределения мощностей переходной зоны Харасавэйской площади: 1 – пункт наблюдения (скважина); 2 – числитель – номер скважины, знаменатель – мощность отложений в м; 3 – линии равных мощностей

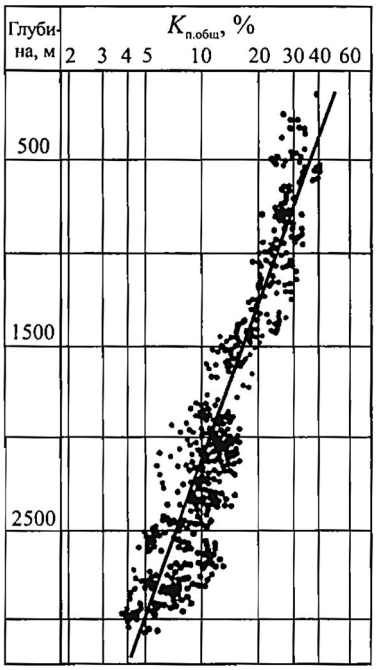


**Рисунок 7** – Изменение общей пористости $K_п$ глинистых пород с глубиной по керну (сургутский тип разреза)

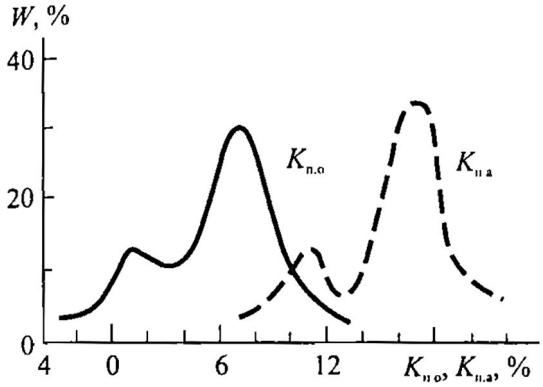


**Рисунок 8** – График распределения коэффициентов открытой пористости $K_{по}$ и общей пористости $K_{па}$ пород баженовской свиты; $W$ – частость

**Список литературы:**

1. Лукьянов Э.Е. Оперативная оценка аномальных пластовых давлений в процессе бурения. – Новосибирск : Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2012. – 424 с.

2. Аникиев К.А. Классификация гипотез происхождения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) / К.А. Аникиев, А.Я. Введенская, Л.П. Шендерей // Известия вузов. Геология и разведка. – 1985. – № 11. – С. 93–101.

3. 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.

4. Первичное вскрытие бурением аномально-гидропроводных трещинных коллекторов с АВПД флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 44–47.

5. Горпинченко А.Н. Анализ геолого-промысловой характеристики ачимовских отложений со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // Технические и технологические системы: материалы XIII Международной научной конференции «ТТС-22» (23–25 ноября 2022 года). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 291–298.

6. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15–26.

7. Горпинченко А.Н. Анализ геологического строения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и особенности его нефтегазоносности / А.Н. Горпинченко // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 19–36.

8. Горпинченко А.Н. Моделирование разработки отложений ачимовской свиты со сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях АВПД на территории Западной Сибири / А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 217–229.

9. Жарикова Н.Х. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.

10. Жарикова Н.Х. Анализ природы аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Краснодарского края / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, А.В. Шептухин // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Астраханский государственный технический университет, 2022. – С. 321–326.

11. Иванников В.И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и её значение для поиска УВ-скоплений / В.И. Иванников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 3. – С. 36–39.

12. Климов В.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 / В.В. Климов, О.В. Савенок, А.В. Кузьмин // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3(170). – С. 33–37.

13. Кожимов Д.Е. Аномально высокие пластовые и поровые давления как одна из геологических причин возникновения аварий при бурении и методы их обнаружения / Д.Е. Кожимов // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – Т. 4. – № 6. – С. 46–49.

14. Леоненко Г.Н. Геолого-геохимические исследования в процессе бурения скважин в Западной Сибири / Г.Н. Леоненко, М.Г. Нугманов // Сборник научных трудов «ЗапСибНИГНИ». – 1986. – Вып. 67. – С. 24–25.

15. Орехов А.Н. Изучение зон аномального пластового давления с помощью анализа атрибутов сейсмических полей на примере месторождений Западной Сибири / А.Н. Орехов, Амани Мангуа Марк Марсьяль // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 46–56.

16. Савенок О.В. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.

17. Свинцицкий С.Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления / С.Б. Свинцицкий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С. 37–40.

18. Славин В.И. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация / В.И. Славин, Л.М. Брук // Труды ВНИГРИ «Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД». – 1987. – С. 7–21.

19. Шалагин В.П. Аномально высокие пластовые давления в разрезах Западной Сибири / В.П. Шалагин, О.М. Нелепченко // Сборник научных трудов «ЗапСибНИГНИ». – 1986. – Вып. 67. – С. 12–17.

20. Шилов Г.Я. Сравнительный анализ распределения поровых и пластовых давлений в разрезах нефтегазовых месторождений Ямальского региона / Г.Я. Шилов // Газовая промышленность. – 2010. – № 9. – С. 24–27.

**List of references:**

1. Lukyanov E.E. Rapid assessment of abnormal formation pressures during drilling. – Novosibirsk : Publishing House «Historical Heritage of Siberia», 2012. – 424 p.

2. Anikiev K.A. Classification of hypotheses of the origin of abnormally high reservoir pressures (AHRP) / K.A. Anikiev, A.Ya. Vvedenskaya, L.P. Shenderey // News of universities. Geology and exploration. – 1985. – № 11. – P. 93–101.

3. On the issue of forecasting zones of abnormally high reservoir pressures in the section of the Barents-Kara shelf, taking into account drilling and seismic data / V.N. Borodkin [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2019. – № 4. – P. 12–19.

4. Primary opening by drilling of anomalously hydraulically conductive fractured reservoirs with high pressure fluid system / A.G. Vakhromeev [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 44–47.

5. Gorpinchenko A.N. Analysis of the geological and field characteristics of Achimov deposits with ultra-low reservoir properties under high pressure conditions using the example of the Priobskoye oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // Technical and technological systems: materials of the XIII International Scientific Conference «TTS-22» (November 23–25, 2022). – Krasnodar: Publishing House – South LLC, 2022. – P. 291–298.

6. On the question of the mechanism of formation of zones of anomalous sections of Achimov deposits in the West Siberian region / A.N. Gorpinchenko [et al.] // Petroleum engineer. – 2022. – № 2. – P. 15–26.

7. Gorpinchenko A.N. Analysis of the geological structure of the Urengoy oil and gas condensate field and the features of its oil and gas content / A.N. Gorpinchenko // Bulatov readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 19–36.

8. Gorpinchenko A.N. Modeling the development of deposits of the Achimov Formation with ultra-low filtration and capacitance properties under high pressure conditions in Western Siberia / A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 2. – P. 217–229.

9. Zharikova N.Kh. Analysis of the nature and mechanism of occurrence of abnormally high reservoir pressures and the pattern of propagation of strata with high-pressure pressure on the example of the

West Siberian oil and gas province / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 87–103.

10. Zharikova N.Kh. Analysis of the nature of abnormally high reservoir pressures in the fields of the Krasnodar Territory / N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, A.V. Sheptukhin // The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference (October 12–13, 2022, Astrakhan). – Astrakhan: Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 321–326.

11. Ivannikov V.I. The nature of anomalous reservoir pressures in oil and gas reservoirs and its significance for the search for hydrocarbon accumulations / V.I. Ivannikov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 3. – P. 36–39.

12. Klimov V.V. New technical means, technologies and methodology for geological and geophysical monitoring of the technical condition of the support of gas and gas condensate wells, including wells with abnormally high formation pressures and temperatures / V.V. Klimov, O.V. Savenok, A.V. Kuzmin // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3(170). – P. 33–37.

13. Kozhimov D.E. Abnormally high formation and pore pressures as one of the geological causes of drilling accidents and methods for their detection / D.E. Kozhimov // Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas. – 2005. – Vol. 4. – № 6. – P. 46–49.

14. Leonenko G.N. Geological and geochemical studies in the process of drilling wells in Western Siberia / G.N. Leonenko, M.G. Nugmanov // Collection of scientific works “ZapSibNIGNI”. – 1986. – Iss. 67. – P. 24–25.

15. Orekhov A.N. Study of zones of anomalous reservoir pressure using the analysis of seismic field attributes using the example of fields in Western Siberia / A.N. Orekhov, Amani Mangua Mark Martial // News of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering. – 2020. – Vol. 331. – № 5. – P. 46–56.

16. Savenok O.V. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 141–154.

17. Svintsitsky S.B. On the practical use of the reservoir pressure anomaly coefficient / S.B. Svintsitsky // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2011. – № 10. – P. 37–40.

18. Slavin V.I. Main hypotheses of the origin of AVPD and their classification / V.I. Slavin, L.M. Brook // Proceedings of VNIGRI «Study of the geological section and forecasting of high pressure pressure». – 1987. – P. 7–21.

19. Shalagin V.P. Anomalously high reservoir pressures in sections of Western Siberia / V.P. Shalagin, O.M. Nelepchenko // Collection of scientific works «ZapSibNIGNI». – 1986. – Iss. 67. – P. 12–17.

20. Shilov G.Ya. Comparative analysis of the distribution of pore and reservoir pressures in the sections of oil and gas fields in the Yamal region / G.Ya. Shilov // Gas industry. – 2010. – № 9. – P. 24–27.