

УДК 550.832, 550.834.05

ИЗУЧЕНИЕ ЗОН АНОМАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ АНАЛИЗА АТТРИБУТОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Орехов Александр Николаевич¹,
orekhovan@mail.tomsknet.ru

Аmani Мангуа Марк М¹,
mangouam@yahoo.fr

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Бурение глубоких скважин во многих районах мира, особенно в трещинно-кавернозных коллекторах сталкивается с рядом проблем, часть из которых имеет геологическую природу, а часть – техническую. В частности, осложнения могут вызывать аномально высокие пластовые давления. В настоящее время зафиксирован рост числа скважин (в том числе и аварийных) с установленным аномально высоким пластовым давлением. По этой причине актуальность исследований в области прогноза зон с аномально высоким пластовым давлением, в частности для предотвращения аварийных ситуаций, возросла.

Повышенное внимание к изучению зон аномально высокого пластового давления и формированию механизма их прогноза начало уделяться в последней трети 20-го столетия. Изучалась геологическая природа и механизмы возникновения этих зон, пространственные закономерности их локализации. Кроме того, были предложены способы прогноза их появления, которые можно было бы использовать при проектировании скважин и в процессе бурения.

Авторами приведён анализ известной геологической информации о формировании и пространственной приуроченности зон аномально высокого пластового давления. Кроме того, показано, что с зонами аномально высоких пластовых давлений могут быть связаны значительные изменения сейсмических атрибутов.

Обобщенный анализ приведённых данных позволяет нам сказать, что зоны аномально высокого пластового давления достаточно широко распространены в осадочном чехле, в том числе и на участке нашего исследования. Существующая проблема связи аномально высокого пластового давления с сейсмическими атрибутами далека от окончательного решения.

Правильный прогноз оценки пластовых давлений дает возможность вести бурение в оптимальных режимах.

Задача прогнозирования зон аномально высокого пластового давления, дренирующих толщи коллекторов на этом месторождении насущна и актуальна, поскольку в настоящее время его разбуривание продолжается по сети эксплуатационных скважин

Цель: использование сейсмические атрибуты для контроля и уточнения динамической модели резервуара; выявление зон аномально высокого пластового давления в разрезах месторождения углеводородов по данным сейсморазведки (сейсмическим атрибутам).

Объекты: породы со сложным строением пустотного пространства, обусловленным повышенными трещиноватостью и кавернозностью, которые образовались за счет тектонических дислокаций в осадочном чехле.

Методы: теоретическое и экспериментально обоснование связи зон аномально высокого пластового давления и сейсмических данных.

Результаты. Были построены карты вероятностей распределения пластового давления по площади в межскважинном пространстве на изучаемое месторождение.

Ключевые слова:

Сейсмические атрибуты, геофизические исследования скважин, аномально высокие пластовые давления, анализ затухания амплитуд, куб псевдоакустического импеданса, средняя энергия, первая производная, атрибут преобразования Гильберта, мгновенная фаза, мгновенная частота, мгновенная амплитуда, мгновенное качество.

Введение

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) широко распространены на месторождениях углеводородов в трещинно-кавернозных коллекторах [1–3]. Наличие АВПД увеличивает естественную энергетику пластов, улучшает их коллекторские свойства. С другой стороны, неучет АВПД может привести к аварийным ситуациям при бурении [4–6].

Выход из этого положения заключается в создании системы методов, позволяющих прогнозировать и оценивать величину АВПД до их вскрытия и на этой основе проектировать конструкцию скважины, регулировать плотность промывочной жидкости в процессе бурения, обеспечивая минимально допустимую репрессию на пласт.

В зависимости от времени получения информации методы прогнозирования и оценки АВПД можно подразделить на следующие группы:

- 1) до начала бурения;
- 2) в процессе бурения;
- 3) после бурения скважин.

К первой группе относятся методы разведочной геофизики (преимущественно сейсморазведка) и геолого-геофизические наблюдения за процессом уплотнения толщи осадочных пород [7–9].

Исследователями [10] ранее было предложено несколько гипотез, так или иначе связывающих природу возникновения АВПД с нагрузками, обусловленными вышележащими породами. Однако существует и другая возможность – когда появление АВПД связано с

тектонической активностью Земли. Также возможно сочетание обеих причин.

Генезис аномально высоких давлений в течение геологического времени контролировался условиями седиментации на палеоконтинентальной шельфе и склоне, формой и литологией осадков, региональным и локальным сбросообразованием, захоронением и уплотнением, а также последующей структурной деформацией. Как было отмечено нами выше, природа возникновения АВПД разнообразна и, как правило, многофакторна. К основным причинам их появления можно отнести *пезометрический уровень флюидов, особенности структуры коллектора, подъем давления в коллекторе, скорость седиментации и условия осадконакопления, палеодавления, тектонические движения.*

Закономерности формирования аномально высоких пластовых давлений

В 1938 г. В.К. Иллинг впервые предположил [11], что основной причиной формирования АВПД является уплотнение глин под действием силы тяжести, если при этом происходит и отток флюида. В таком случае величина АВПД будет определяться скоростью осадконакопления и временем захоронения сформированных осадков.

Позднее Дж. Дикинсон (1953 г.) [11], М.К. Хьюберт и У. Раб (1959 г.) [11] развили предположения В.К. Иллинга, показав, что в таком случае возникновение АВПД связано именно с быстрым формированием глин, при котором флюид не может быть полностью отжат из глинистой толщи и оказывается внутри неё под повышенным давлением за счёт её веса. Ещё более детально этот механизм возникновения АВПД изучал Г.А. Бабалян (1953 г.) [11]. В своих работах [11] он показал, если пласт глин ещё не полностью уплотнён, но уже экранирован, то повышенные давления могут возникать при следующих условиях:

- при полном экранировании коллектора. Экранами могут выступать глинистые пласты, тектонические нарушения и др. В этом случае миграции флюида нет и всё давление, сформированное массой перекрывающей толщи, будет полностью передано на флюид;
- при уменьшении скорости миграции флюида до такой степени, что рост давления, связанного с перекрывающими отложениями, существенно больше спада давления, связанного с фильтрацией флюида из коллектора;
- при малом уровне миграции флюида из плохо проницаемой залежи, даже если она экранирована.

И.М. Губкиным зоны аномально высокого пластового давления изучались в Азербайджане [12]. Им было установлено, что процесс их формирования имеет определённые закономерности. Они приурочены главным образом к диапировым складкам и имеют акчагыльский возраст. Они образовались вследствие миграции глинистых толщ, характеризующихся повышенной пластичностью, из областей с повышенным давлением в области с пониженным давлением, проходя при этом через более молодые отложения. В ходе этого процесса к наиболее нарушенным ча-

стям разреза (ядра складок) выдавливались жидкие и газообразные флюиды. Если при этом скорость миграции флюидов из ядер складок была меньше скорости миграции в ядра складок, то в них происходило накопление флюида, сопряжённое с резким повышением давления. Если давление превышало критические значения, то происходил его выброс (извержение) с формированием факелов и грязевых потоков.

Справедливости ради надо отметить, что эта гипотеза (формирование АВПД в процессе латеральной миграции флюида синхронно с процессом осадконакопления) хотя и хорошо объясняет имеющиеся факты, доказательств не имеет. По нашему мнению, наиболее вероятным можно считать предположение о формировании АВПД под покровками в условиях прекратившегося осадконакопления (в той части разреза, где формируется АВПД).

По данным И.М. Губкина, процесс осадконакопления в исследуемом регионе (Апшеронская область) носил ритмичный характер, что и отразилось в разрезе осадочных пород. Он связывал эту ритмичность с ритмичностью колебательных движений Каспийской впадины в целом [12]. Несомненно, что всё вышесказанное будет характерно и для других складчатых областей.

О связи флюидонакопления с особенностями тектонического развития говорит и очевидная пространственная связь крупных и очень крупных месторождений с глобальными разломами. В их присутствии пласты становятся более крутопадающими. Одновременно происходит увеличение мощности области потенциальной нефтеносности. Для подобного типа месторождений в большинстве случаев характерна резко повышенная трещиноватость с разнонаправленными тектоническими сдвигами, чаще всего сбросового характера при их ступении в сводовой части положительных структур. Там амплитуда смещений максимальна. При этом к их периферии она уменьшается. Множественные нарушения, как правило, характеризуются небольшой амплитудой и являются поперечными. С поднятиями подобного типа связаны месторождения Каспийского региона и Персидского залива.

Продольные же нарушения с амплитудами до 1500–3000 м и более формируют блоковую (мозаичную) структуру залежей. Часто они сопряжены с мелкими сбросами и зонами дробления. Структуры такого типа известны в пределах Грозненского района, в Мексиканском заливе, во Вьетнаме, в Алжире и ряде других регионов.

Для большинства рассмотренных гипотез характерной особенностью проявления АВПД является их тектоническая и неотектоническая активность [13–15]. Появление АВПД в этом случае связывается с разгрузкой давления по тектоническим нарушениям, сопровождаемой выходом флюида на поверхность.

Выявление зон АВПД. Для решения этой задачи, важность которой обоснована нами выше, требуется набор геологических данных, включающих в себя информацию о геологическом строении разреза, наличии или отсутствии зон АВПД в пределах смеж-

ных площадей, а также данные об особенностях распределения пластовых давлений в разрезе изучаемой территории. Наличие этой информации позволяет выполнять прогноз АВПД с достаточной для практических целей точностью [16].

Прогнозировать существование зон АВПД с высокой точностью можно, очевидно, при условии знания геологического строения залежи, формирования зон АВПД в аналогичных близлежащих структурах, а также знания закономерности распределения пластовых давлений по разрезу осадочного чехла.

Выявление зон АВПД по данным ГИС. Анализ физических основ формирования АВПД позволяет утверждать, что оптимальной средой, в которой их выявление максимально достоверно, являющейся не коллекторы, а глины по причине того, что на петрофизическую характеристику коллекторов в существенной степени влияют: степень катагенеза органического вещества, его содержание в пластах, а также их флюидонасыщенность и пористость. В то же время, по мнению ряда авторов [17–19], наибольшей интенсивностью воздействия на вторичные петрофизические изменения отличаются геохимические наложено-эпигенетические процессы, такие как вторичные каолинизация и карбонатизация.

Для зон АВПД характерно понижение сопротивления, плотности, скорости упругих волн, повышение водородосодержания. В основе всех методик прогноза АВПД лежит изучение изменения геофизических и петрофизических характеристик глин с глубиной их залегания. Известно, что глины с глубиной уплотняются. Это приводит к увеличению их удельного электрического сопротивления, скорости пробега упругой волны, уменьшению водородосодержания и т. д. Вместе с тем глинистые покрывки залежей с АВПД практически всегда разуплотнены, что сопровождается уменьшением их удельного электрического сопротивления ($V_{ЭС}$) и интервальной скорости ($V_{инт}$) и отклонением от нормального закона изменения с глубиной других геофизических характеристик. По степени отклонения параметров от их «нормальных» для данной глубины значений судят о возможной величине пластового давления в нижезалегающих коллекторах. В ряде случаев для них характерно понижение естественной радиоактивности и потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Соответственно, для уверенного выделения этих зон необходимо использовать комплекс в составе: каротаж сопротивлений (КС), боковой каротаж (БК), гамма-гамма-каротаж (ГГКп), радиоактивности (гамма-каротаж ГК), потенциалов самопроизвольной (ПС), нейтронный (НК) и акустический (АК) каротаж. [20, 21].

Опыт исследования зон АВПД по данным ГИС на эталонных объектах. В качестве объектов исследования (эталонных объектов) нами были использованы материалы ГИС по двум различным месторождениям – Y и X. Оба расположены в пределах Томской области. Месторождения нефтегазоконденсатные. Характерным является различие в стратиграфической приуроченности флюидосодержащего интервала.

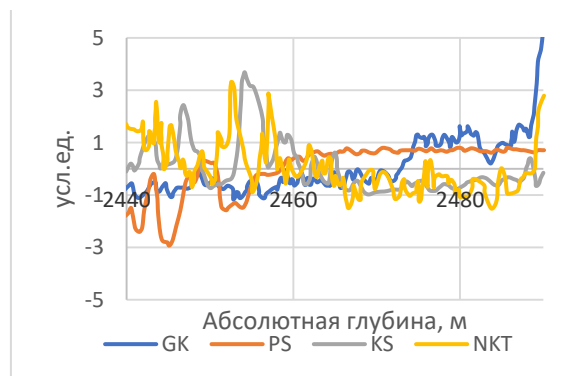


Рис. 1. Месторождение Y: интервал исследования 2440–2490 м

Fig. 1. Y field: exploration interval 2440–2490 m

На месторождении Y пласты-коллектора расположены на всю мощность юрских отложений и в коре выветривания доюрского комплекса (пласт М), где и сосредоточены основные запасы.

На месторождении X промышленно значимым является горизонт Ю₁, расположенный непосредственно под Баженовской свитой, которая является региональным флюидоупором и, кроме того, нефтематеринской породой.

Месторождение Y

Исследование проводилось в скважине № 5 Y месторождения, интервал исследования расположен ниже баженовской свиты на глубине 2500–2550 м, представлен георгиевской и частью васюганской свиты. По нормированным значениям показаний геофизических методов (а именно КС, ГК, ПС, ГГКп и НК) были построены зависимости от глубины (рис. 2).

Дальнейшие исследования проводились в интервале глубин 2440–2490 м, расположенном выше баженовской свиты, он соответствует низам куломзинской свиты. До глубины 2460 м наблюдается расхождение кривых (рис. 1), однако это обусловлено изменениями литологического состава. В неизменной части разреза зоны АВПД отсутствуют (или не могут быть выделены).

Таким образом, на месторождении Y зоны АВПД не выделяются. Их типоморфные признаки отсутствуют как в перекрывающих глинистых образованиях куломзинской свиты, так и в подстилающих баженовскую свиту аргиллитах васюганской свиты. Предположительно, зон АВПД нет и в баженовской свите.

В соответствии с принятой моделью выделение зон АВПД по данным ГИС, в данном интервале исследования зоны АВПД отсутствуют или же не могут быть выделены.

Месторождение X

На месторождении X нами анализировались данные только по аргиллитам куломзинской свиты. Причиной этого являются широко проявленные изменения геофизических характеристик верхней части баженовской свиты. Эти изменения вызваны пластами горизонта Ю₁.

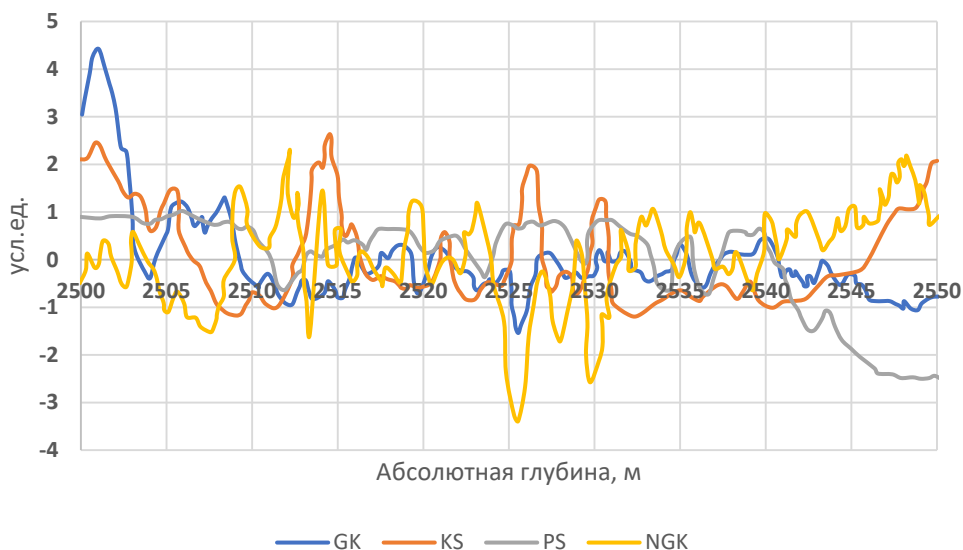


Рис. 2. Месторождение Y: интервал исследования 2500–2550 м
Fig. 2. Y field: exploration interval 2500–2550 m

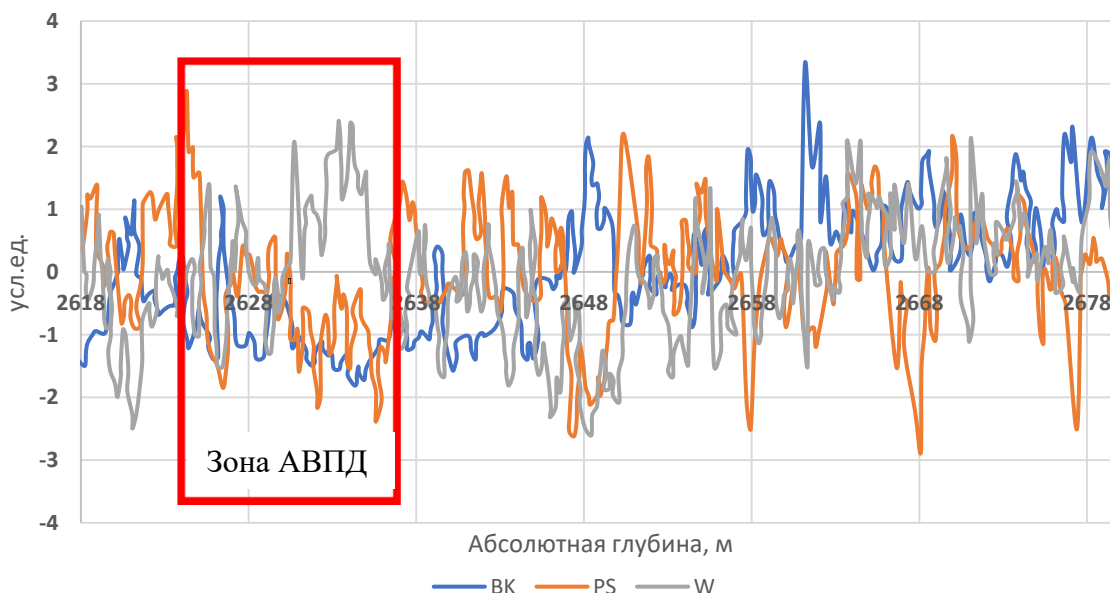


Рис. 3. Куломзинская свита месторождения X
Fig. 3. Kulomzinsk formation of X field

Результаты выявления зон АВПД в куломзинских аргиллитах приведены на рис. 3. Очевидно, что по данным ГИС в анализируемом разрезе хорошо видна контрастная зона АВПД мощностью более 20 м. Также необходимо отметить следующее.

1. Структура распределения физических параметров весьма сложная. Поэтому для их анализа необходимо использовать только нормализованные данные. Также очевидно, что исключение из комплекса данных результатов каких-либо методов приводит к значительному снижению достоверности прогноза. По этой причине возможно, что достаточно часто ранее при анализе данных ГИС эти зоны не выделялись в силу недостаточности информации.

2. С зонами АВПД пространственно ассоциируют зоны карбонатизации. Это области нарушений взаимоотношений между геофизическими параметрами: повышение электрического сопротивления, понижение водородосодержания, радиоактивности и ПС. По изменению ГК и ПС карбонатизация схожа с АВПД, поскольку и тот и другой процесс изменяют базовые глинистые характеристики, по изменению электрического сопротивления и водородосодержания – резко противоположные процессы. Изучение причин возникновения этой пространственной связи требует масштабных и всесторонних исследований.

Обнаружение зон АВПД по данным сейсморазведки: атрибутивный анализ сейсмических данных

Значения пластового давления в зонах АВПД, как и глубина залегания их кровли, сегодня достаточно уверенно прогнозируются по сейсморазведочным данным [22–25]. По существу, это единственный существующий сегодня метод с доказанной результативностью. Причём к его несомненным достоинствам относится возможность прогноза зон АВПД на этапе проектирования скважин, что позволяет существенно уменьшить вероятность появления аварийных ситуаций, связанных с АВПД.

Краткая сейсмогеологическая характеристика изучаемого месторождения. Х газоконденсатное месторождение (ГКМ), изученное в пределах одноименного лицензионного участка, отличается, с одной стороны, гигантскими запасами углеводородного сырья, а с другой – сложным для разведки и эксплуатации геологическим строением. Наличие в осадочном чехле тектонических дислокаций является причиной рапопроявлений и аномальных пластовых давлений флюидных систем рапа/газ в средней части разреза.

Физико-геологическое обоснование прогнозирования зон АВПД по сейсмическим атрибутам

Как было показано выше, основной причиной возникновения зон АВПД главным образом служит явление уплотнения глин в процессе осадконакопления. Соответственно, для их успешного прогнозирования необходимо изучение закономерностей изменения свойств пород в ходе процесса уплотнения. При этом очевидно, что наиболее достоверным индикатором будут являться чистые глины, в силу их особой чувствительности к наличию зон АВПД, что проявляется в изменении скорости пробега упругих волн [26, 27]. В силу этого данные сейсморазведки широко используются для этих целей, хотя изменение скоростей может быть связано с литологической изменчивостью пород, наличием нефти, и другими причинами.

Таким образом, основными критериями прогноза АВПД [28, 29] являются *аномально повышенные значения коэффициента Пуассона, температуры и пористости и аномально пониженные значения объёмной плотности, эффективного напряжения и интервальных скоростей.*

Относительный акустический импеданс (Relative Acoustic Impedance – RAI). Атрибут отображает видимый акустический контраст, указывающий на последовательные границы, поверхности несогласия, неоднородности. Также он может указывать на пористость или содержание и состояние флюида в коллекторе.

Акустический импеданс чувствителен к низким значениям пористости. Он может быть использован для моделирования зон с достаточно высокой [30, 31] пористостью. Это связано с наличием трещинно-кавернозных коллекторов. Как было сказано выше, зона АВПД выделяется достаточно уверенно таким свойством коллекторов, как высокая пористость. Выполнена интерпретация материалов сейсморазведки

3D МОГТ, где ставилась задача прогнозирования зон АВПД. На рис. 4. приведен горизонтальный срез куба RAI по горизонту Ю₁. В юрском интервале, в глинистых сланцах (баженовская свита), зона АВПД связана с вторичной пористостью. Там же за счет наличия коллекторов трещиноватых типов наблюдается высокая дифференциация атрибута в продуктивном интервале.

Пороговое значение амплитуды (Threshold value). Атрибут рассчитывает процент дискретов, удовлетворяющих выбранному геологическому условию. Например, амплитуды могут анализироваться на основе критериев, определённых для коллекторов трещинно-кавернозных типов. Амплитуды в сейсмических данных могут анализироваться с использованием заданных пороговых значений. Часто они обозначают изменение *пористости или состояние флюида.* Мощность по кривым рассчитывается с использованием срезов пористости, насыщенности и толщины, которые влияют на сейсмический сигнал. Сейсмические данные при определённых условиях позволяют получать общую пористость и общую мощность. На практике можно рассчитать RAI по нуль фазовым данным и затем использовать полученные пределы для улучшения корреляции между сейсмическими атрибутами и эффективной *мощностью, насыщенностью и т. п. и пластовым давлением.*

Над зоной АВПД тренды свойств глин остаются практически такими же, как тренды в случае мягкого появления аномального давления, но ниже они значительно различаются. В случае мягкого появления АВПД значения плотности под зоной АВПД характеризуются более или менее прогнозируемым трендом, тогда как в случае жесткого появления значения плотности могут увеличиваться, уменьшаться или оставаться постоянными. Помимо этого, скорость значительно снижается, когда аномальное давление появляется в рамках жесткого сценария.

Анализ атрибута затухания амплитуды t^ (Attenuation)* – запатентованный сейсмический атрибут для выявления трещиноватых зон в сейсмическом кубе, основан на затухании частот в окне. Затухание связано с плотностью трещин и вертикальной толщиной трещиноватой зоны [32, 33]. Трещины подавляют высокие частоты, таким образом, сопоставление частот выше и ниже трещиноватой зоны фиксирует локальный сдвиг по отношению к низкой частоте. Теория гласит, что поглощение частот будет происходить следующим образом: для высоких частот в трещинах, наполненных газом, а для низких частот в трещинах, наполненных флюидом.

На рис. 5 можно наблюдать хорошую корреляцию атрибута *затухание амплитуды t^** с наблюдаемой зоной повышения трещиноватости. Происхождение АВПД чаще всего не может быть объяснено какой-либо одной причиной и чаще всего является многофакторным. Например, анализ сочетания вторичной пористости с уменьшением плотности может позволить более уверенно производить интерпретацию аномалии АВПД.

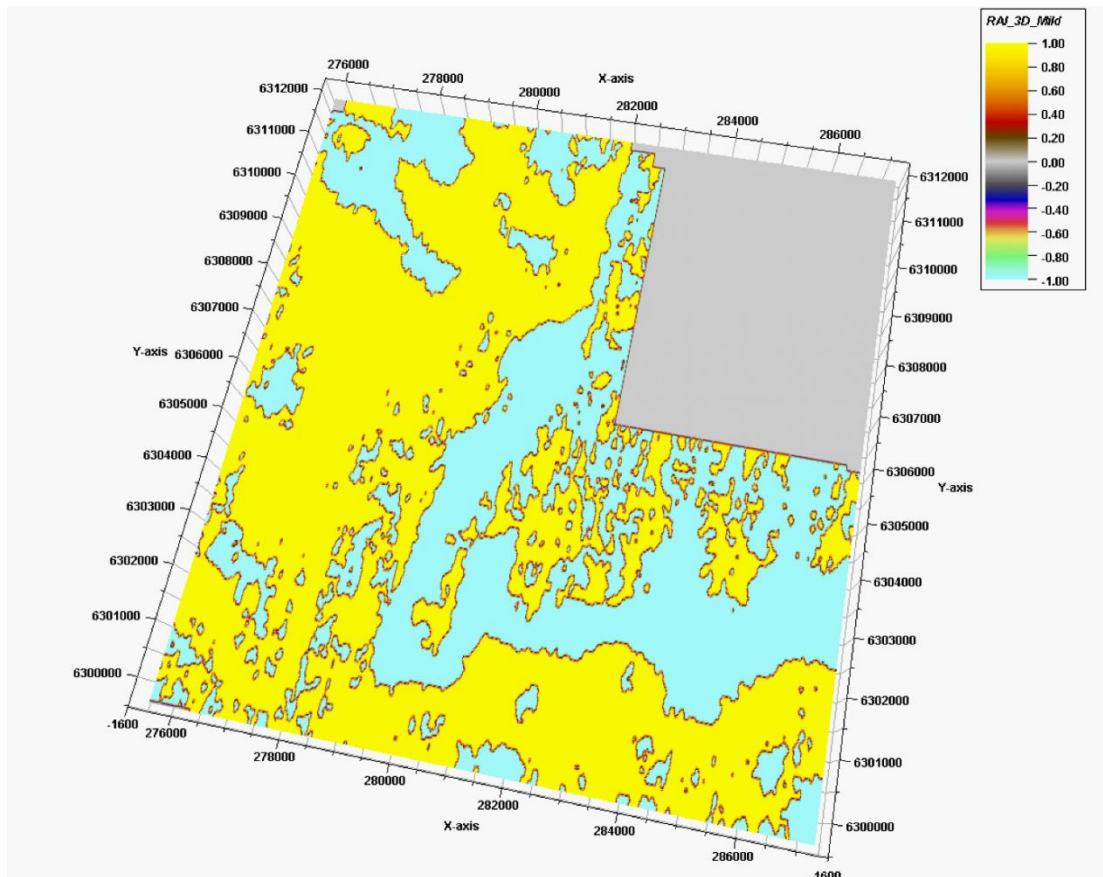


Рис. 4. Горизонтальный срез куба RAI по горизонту Ю₁, юрский интервал месторождения X
Fig. 4. Slice of the RAI cube along the horizon J₁, Jurassic interval of the X field

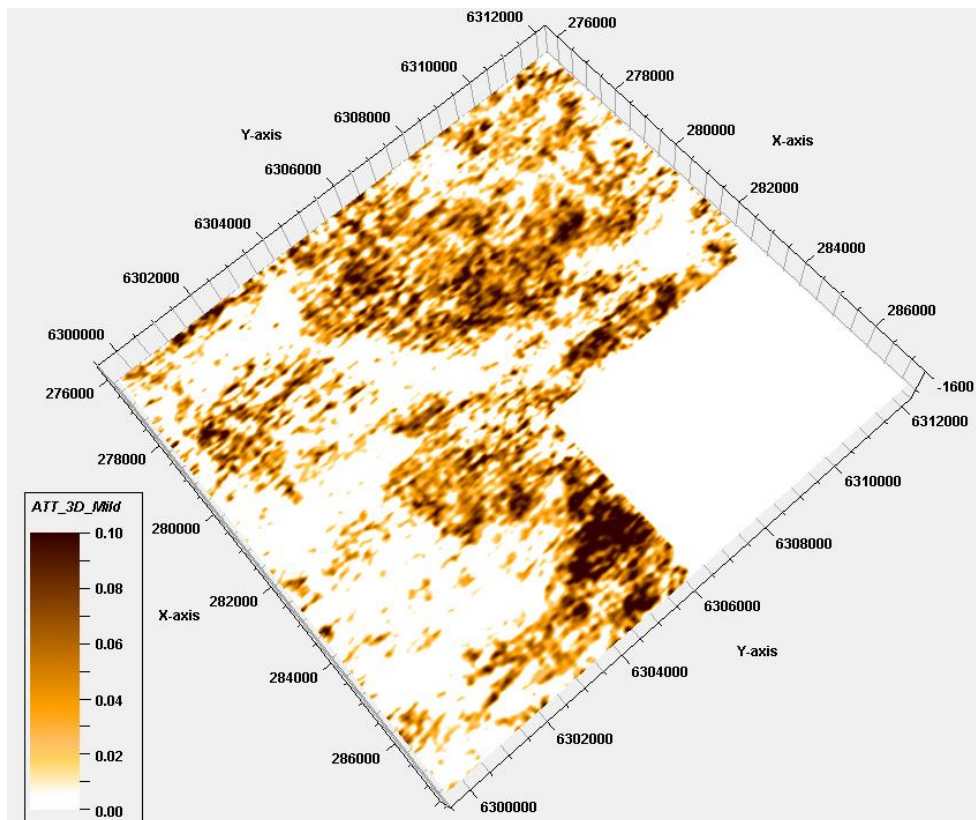


Рис. 5. Горизонтальный срез куба t* по горизонту Ю₁, юрский интервал месторождения X
Fig. 5. Slice of the t* cube along the horizon J₁, Jurassic interval interval of the X field

Локальные изменения интервальных скоростей имеют очевидную связь с зонами АВПД и приурочены к основным структурным поднятиям. Зона АВПД имеет региональное распространение, и в сводах структур наблюдаются подъемы аномальных изобар, изменения с глубиной скоростей ОГТ. Анализ сейсмических интервальных скоростей является основой для инженеров-буровиков при составлении программ расчета веса бурового раствора (С.Е. Хоттман и Р.К. Джонсон, 1965 г. [34]; Е.С. Пеннбейкер, 1968 г. [35]; Н.С. Дутта и Ф.К. Левин, 1987 г. [36]). Это очень упрощенная связь интервальной скорости с эффективным давлением, которая требует лишь небольшой настройки под реальные полевые условия. Ожидаемые свойства пород ниже характерных для зоны АВПД зависят не только от эффективного давления, но также и от факторов окружающей среды, вызывающих АВПД.

Часто для этого используется информация о характере изменения с глубиной скоростей ОГТ [37], которые пересчитываются в зависимости от интервальных скоростей с глубиной. Если градиент увеличения интервальных скоростей уменьшается или становится отрицательным (интервальная скорость уменьшается с глубиной), то по этому признаку и прогнозируют местоположение кровли АВПД.

Атрибут преобразования Гильберта. Сейсмические атрибуты – это информация, рассчитанная по сейсмической трассе. Сейсмические данные могут быть разделены на компоненты, такие как: энергия, частота, амплитуда и фаза. М.Т. Танер и Р.Е. Шериф (1976) вводят понятие атрибутов комплексной трассы для сейсмической записи [38]. Наиболее информативные из них следующие:

Мгновенная частота (Instantaneous Frequency) – это оценка изменения мгновенной фазы. Результатом расчета этого атрибута является мгновенная центральная или средняя частота спектра. Мгновенная частота не зависит от фазы и амплитуды и может быть полезна при определении коллекторских свойств пород, для выделения зон трещиноватости и изменения мощности, а также латеральных изменений в литологии. Мгновенная частота по сравнению с исходными амплитудами имеет более высокое разрешение, что может быть полезно при выделении небольших локальных изменений.

Мгновенная фаза (Instantaneous Phase) – это достаточно сложная функция, которая с одинаковым успехом выделяет слабые и сильные отражения. Мгновенная фаза – это хороший индикатор неразрывностей, разломов, пластов, последовательных границ и т. п.

Мгновенное качество (Instantaneous Quality). При прохождении через нижние горизонты амплитуда и форма сейсмической волны изменяются. Эти изменения содержат важную информацию о строении среды. Изменения вызваны такими факторами, как геометрическое расхождение фронта волны, коэффициентами отражения/прохождения, которое происходит на неоднородностях, и потери энергии вследствие неупругих процессов или внутреннего трения во время прохождения волны.

В идеально однородной среде амплитуда акустической волны при прохождении затухает с расстоянием и определяется как дробь $1/r$, где r – это расстояние, обусловленное геометрическим расхождением. Это затухание амплитуды обратно пропорционально расстоянию. Неупругость среды дополнительно ослабляет амплитуду волны вследствие неупругого затухания.

Скорость затухания показывает, насколько затухает амплитуда вследствие неупругости. Мгновенный фактор качества может служить признаком наличия флюида и его состояния и используется для оценки поглощающих свойств резервуара. Этот атрибут может быть использован для выделения газовых залежей и зон трещиноватости и зон АВПД.

На рис. 6 показан горизонтальный срез куба мгновенного фактора качества. Можно обратить внимание на корреляцию аномалий этого параметра с тектоническими нарушениями – эти изменения связаны с многими факторами, которые могут быть признаками АВПД. Этот атрибут хорошо согласуется с изменением формы сейсмического сигнала атрибутов, поэтому можно более уверенно выделить зоны с АВПД.

Заключение

Геологическое строение разреза нефтегазовых регионов Западной Сибири вполне благоприятно для прогнозирования зон АВПД. Считается, что появление зон с повышенным пластовым давлением является положительным признаком при оценке потенциала территории на углеводородное сырьё. А сами эти зоны возникают как следствие влияния комплекса факторов.

Происходящий сегодня в Западной Сибири переход к изучению доюрского фундамента предполагает усложнение горно-геологических условий и, как следствие, условий бурения и рост аварийности скважин за счёт увеличения числа вскрываемых глинистых покрышек, находящихся в напряжённом состоянии.

Повышение эффективности прогноза появления зон АВПД позволит избежать существенных технических, экономических и экологических проблем, которые могут возникать в случае аварий, вызванных неконтролируемым попаданием скважины в зону АВПД. Наличие такого прогноза позволяет вскрывать пласт «на равновесии», что позволит если не исключить полностью, то существенно снизить аварийность при бурении.

Ещё одним большим плюсом прогнозирования зон АВПД является возможность повышения качества оценки коллекторских свойств. Залежи в трещинно-кавернозных коллекторах характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Бурение скважин, вскрывающих залежи углеводородов с АВПД, сопряжено с технологическими трудностями, поэтому информации о наличии зон АВПД необходимо иметь заранее для выбора оптимальной плотности бурового раствора с целью исключения его аварийного выброса или поглощения.

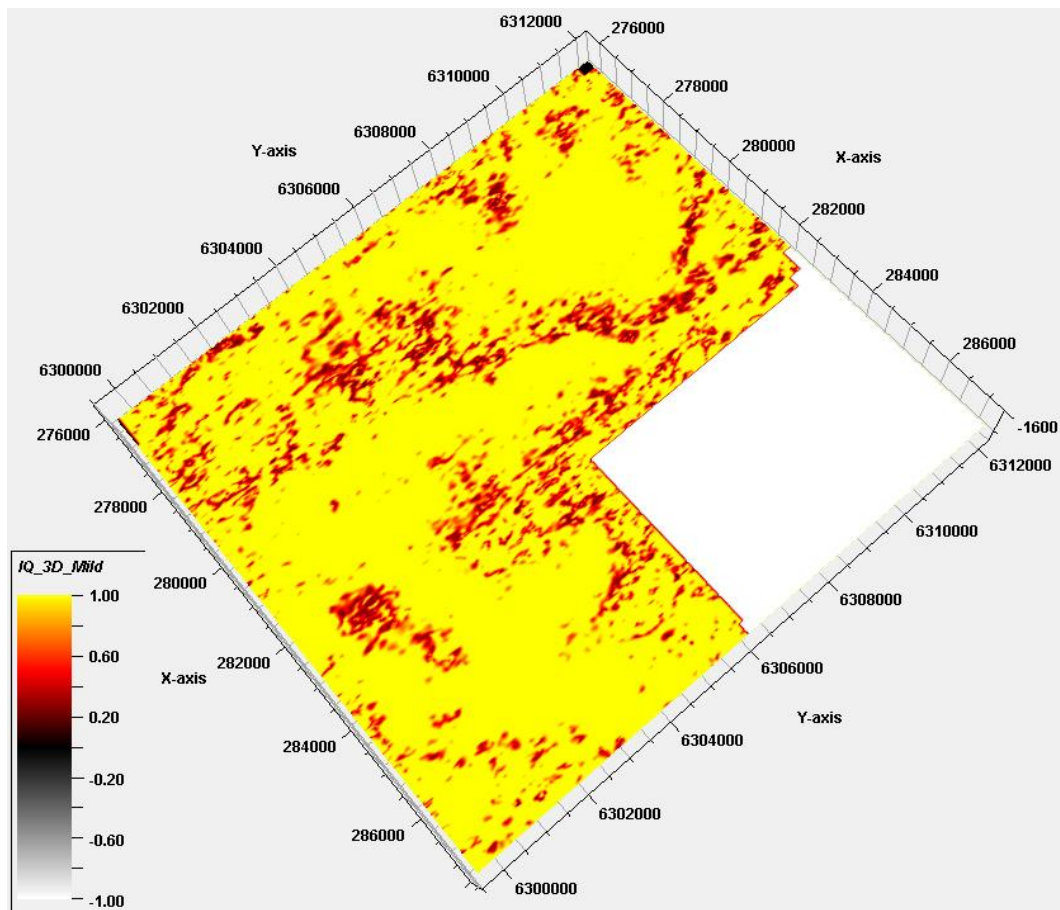


Рис. 6. Мгновенный Фактор Качества по горизонту J_1 , юрский интервал месторождения X
Fig. 6. Slice of the Instantaneous Quality cube along the horizon J_1 , Jurassic interval of the X field

Основные результаты проведенных исследований сводятся к следующему. По результатам геофизических исследований скважин могут быть выделены зоны АВПД при нормализации показаний бокового каротажа, нейтронного гамма-каротажа, гамма-каротажа и каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации. АВПД по данным геофизических исследований скважин является наиболее точным инструментом в условиях ограниченности данных. Применение интерполяции параметров между неравномерно кучно расположенными скважинами является грубым инструментом для такого изменчивого по латерали разреза.

Нами предложен алгоритм прогноза зон АВПД залежей углеводородов на основе анализ сейсмозвездных

данных. В рассмотренном примере для определения значимости аномалий амплитуд необходима локальная калибровка практических методов исследования по скважинам и априорная информация, которая часто отсутствует из-за малого количества скважин.

Данные сейсмозвездки позволяют решать задачи прогнозирования зон АВПД, но область применения этих зависимостей ограничена исследуемой территорией и поэтому хотелось бы заранее предупредить, что требующие дальнейшего обсуждения результаты не только в значительной степени зависят от литологии, но также сильно зависят от локальных условий и не должны экстраполироваться на другие регионы без перекалибровки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Медведев А.И., Минеев А.В. Бурение скважин. основные технические проблемы и методы их решения // Научное обозрение. – 2017. – № 12. – С. 16–18.
2. Леонтьев Д.С., Касов А.М., Цедрик Н.С. Технология ликвидации конуса газа в нефтедобывающей скважине // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 142–147.
3. Поспелков М.С., Трусов А.И. Оперативная оценка аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Надым-Пуртазовского региона // Каротажник. – 2017. – № 11 (281). – С. 126–133.
4. Chilingarian G.V., Serebryakov V.A., Robertson J.O. Jr. Origin and prediction of abnormal formation pressures. – USA: Elsevier, 2002. – 390 p.
5. Хисматуллин Р.М. Анализ прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений на примере Ямбургского НКМ // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Новый Уренгой, 2017. – С. 81–83.
6. Долгов С.В. Проблемы бурения в условиях высокой пластовой температуры и аномально высоких пластовых давлений // Бурение скважин в осложненных условиях: Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 37–39.
7. Fertel W.H. Abnormal formation pressures: implication to exploration, drilling and production of oil and gas resources. – Amsterdam; Oxford; New York: Elsevier, 1976. – 382 p.

8. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методах их прогнозирования в неразработываемых пластах на примере Приобского месторождения / А.И. Исламов, Р.П. Фасхутдинов, Д.Ю. Колупаев, С.А. Верещагин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 54–59.
9. Коротаев Б.А., Васёха М.В., Онуфрик А.М. Способ оценки пластового давления при разведочном бурении // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2017. – Т. 20. – № 1-1. – С. 104–110.
10. Swarbrick R.E., Osborne M.J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview // AAPG memoir. – 1998. – № 70. – P. 13–34.
11. Бабаян Г.А. О факторах, обуславливающих аномально высокие начальные давления в пластах // Тр. нефт. экспед., Баку. – 1953. – № 1. – С. 87–93.
12. Губкин И.М. Мировые запасы нефти // Международный геологический конгресс. СССР. Труды 17-й сессии. – М.: ГОНТИ, 1939. – Т. 1. – С. 167–179.
13. Головачев Э.М. О Закономерностях проявления и способах прогноза величины АВПД в осадочных толщах акваторий // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 51–55.
14. Slavin V.I., Smirnova E.M. Abnormally high formation pressures: origin, prediction, hydrocarbon field development, and ecological problems // AAPG memoir. – 1998. – № 70. – С. 105–114.
15. Курмангалиев С.Б., Бразник А.Ю., Толстикова В.Е. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений // Современные условия взаимодействия науки и техники: Сборник статей Международной научно-практической конференции / Отв. ред. А.А. Сукиасян. – Омск, 2017. – С. 17–19.
16. Prediction of abnormally high formation pressures (AHFP) in petroliferous salt-bearing sections / V.I. Zilberman, V.A. Serebryakov, M.V. Gorfunkel, G.V. Chilingar // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2001. – V. 29. – № 1. – P. 17–27.
17. Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 35–41.
18. Качинская И.В. Влияние литолого-минералогического состава и постседиментационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов на примере месторождений нефти и газа Восточной и Западной Сибири: автореферат диссертации. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2013. – 16 с.
19. A kaolinitic weathering crust in Tomsk, west Siberia: interpretation in the context of weathering crusts in Russia and elsewhere / M.V. Shaldybin, M.J. Wilson, E.S. Kondrashova, I.V. Rychkova, M.A. Rudmin, L. Wilson, Y.M. Lopushnyak, P.B. Molokov, A.V. Muslimova // Catena. – 2019. – V. 181. – P. 104056–104059.
20. Аксельрод С.М. Интегрированные геофизические исследования в процессе бурения с целью прогноза порового давления и геологического разреза впереди долота (по материалам зарубежных публикаций) // Каротажник. – 2017. – № 1 (271). – С. 69–104.
21. Александров Б.Л., Моллаев З.Х., Шилов Г.Я. Повышение эффективности геологоразведочных работ и снижение геологических рисков при поисках нефти и газа на территории Сибири и арктического шельфа // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 8–12.
22. Прогноз по данным сейсмических исследований аварийных и экологически опасных ситуаций бурения глубоких скважин / О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, А.А. Радван, А. Исмаил, С.М. Карнаухов, Е.Г. Ризанов // Сейсмические технологии: материалы научно-практической конференции. – М.: ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова», 2017. – С. 69–72.
23. Симачков А.Ю. Аномальное поведение сейсмических волн в зонах АВПД на территории западной Сибири // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы международной академической конференции / отв. ред. С.И. Грачёв. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 23–29.
24. Chopra S., Rao M.R. Surface seismic data identifies shallow high-pressure drilling hazards // World Oil. – 1995. – V. 216. – № 1. – P. 47–49.
25. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе баренцево-карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки / В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.П. Курчиков, А.В. Лукашов, А.С. Недосекин, А.В. Погрецкий, А.С. Смирнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4 (328). – С. 12–19.
26. Abnormal formation pressures in the west Siberian mega-basin, Russia / V.M. Matusевич, G.P. Myasnikova, E.M. Maximov, A.M. Volkov, N.F. Chistiakova, V.G. Kanalin, M. Pupilli // Petroleum Geoscience. – 1997. – V. 3. – № 3. – P. 269–283.
27. Gorbunov P.A. Reservoir pressures of the northern part of West Siberia and their main features // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 291–294.
28. Prediction of pore pressures based on the depth-velocity model for the Bolshekhetskaya trough / M.A. Obukhova, I.K. Kouznetsov, M.K. Sazikin, D.V. Mitkalev, A.A. Kachkin // Geomodel: 17th Scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development. – Gelendzhik, Russia, 2015. – P. 483–487.
29. Experimental study and field application of fiber dynamic diversion in west china ultra-deep fractured gas reservoir / H. Fu, Y. Yan, Y. Xu, T. Liang, Y. Liu, B. Guan, X. Wang, D. Weng, J. Feng // 52nd U.S. rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, 2018. – P. 1–8.
30. Meijuan Jiang, Spikes K.T. Rock-physics and seismic-inversion based reservoir characterization of the Haynesville Shale // Journal of Geophysics and Engineering. – June 2016. – V. 13. – Iss. 3. – P. 220–233.
31. Reservoir characterization applying seismic inversion technique and seismic attributes for Komombo basin / A.A.A. Othman, H.F. Ewida, M.M. Ali Fathi, M.M.A.A. Embaby // Austin J Earth Sci. – 2017. – V. 3 (1). – P. 1–6.
32. Ilyas Juzer Najmuddin. Austin chalk fracture mapping using frequency data derived from seismic data: PhD thesis. – Texas, 2003. – 69 p.
33. Method and system, and program storage device for analyzing compressional 2D seismic data to identify zones of open natural fractures within rock formations: U.S. Patent. US 6,941,228 B2. – Sep. 6 2005. – 27 p.
34. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressures from log derived shale properties // J. Pet Technol. – 1965. – № 17. – P. 717–722.
35. Pennebaker E.S. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures // World Oil. – June 1968. – P. 73–78.
36. Dutta N.C. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead geopressure // Geophysics. – 2002. – V. 67. – Iss. 6. – P. 1692–2041.
37. Аристархов А.В., Керусов И.Н., Соколова М.С. Прогноз порового давления на основе сейсмических скоростей для целей бурения поисково-разведочных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 47–57.
38. Taner M.T., Sheriff R.E. Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination // AAPG Memoir. – 1977. – № 26. – P. 301–328.

Поступила 23.03.2020 г.

Информация об авторах

Орехов А.Н., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Аmani Мангуа Марк М., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

УДК 550.832, 550.834.05

STUDYING THE ABNORMAL FORMATION PRESSURE ZONES BY ANALYZING SEISMIC FIELD ATTRIBUTES ON THE EXAMPLE OF WESTERN SIBERIA DEPOSITS

Alexander N. Orekhov¹,
orekhovan@mail.tomsknet.ru

Amani Mangoua Marc M¹,
mangouam@yahoo.fr

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Deep wells drilling in many parts of the world, especially in fractured cavernous reservoirs, faces a number of difficulties, both of technical and geological nature such as, the manifestations of abnormally high formation pressure. With the increase in the number of wells with abnormally high formation pressure, and the number of cases of emergency situations, it became absolutely necessary to study this problem in order to prevent negative consequences.

The proper study of abnormally high formation pressure started in the late 70-s to the 90-s of the last century. The geological features, patterns, mechanisms for formation of abnormally high formation pressure were studied and various techniques and methods for assessment of reservoir pressures both before and during well drilling were developed.

This article analyzes geological information on the development and distribution of abnormal pressures. It is shown that zones of abnormally high formation pressures can be associated with significant changes in the seismic field, that is, seismic attributes.

The generalized analysis of presented data allows determining that the zones of abnormally high formation pressure are quite widespread in the sedimentary cover, including in the area of the study. The existing problem of the connection of abnormally high formation pressure with seismic attributes is far from the final solution.

A correct forecast of formation pressure assessment makes it possible to conduct drilling in optimal conditions.

The task of the prediction of abnormally high formation pressure zones draining reservoir strata in this field is relevant and urgent, since at present it is being drilled through a network of production wells.

The aim of the research is the use of seismic attributes to control the development and refinement of a dynamic tank model; identification of abnormally high formation pressure zones in the sections of the hydrocarbon field according to seismic data (seismic attributes).

Objects: rocks with a complex structure of the void space due to intense cavernosity and fracturing formed at the expense of tectonic dislocations in the sedimentary cover.

Methodology: theoretical and experimental justification of the connection of abnormally high formation pressure zones and seismic data.

Results. The authors have constructed the maps of reservoir pressure distribution across the area in the interwell space for gas condensate field under study.

Key words:

Seismic attributes, well logging, abnormally high formation pressure, analysis of amplitude attenuation, pseudo-acoustic impedance cube, average energy, first derivative, Gilbert transform attribute, instantaneous phase, instantaneous frequency, instantaneous amplitude, instantaneous quality.

REFERENCES

1. Medvedev A.I., Mineev A.V. Burenie skvazhin. Osnovnye tekhnicheskie problemy i metody ih resheniya [Drilling of wells. Main technical problems and methods for their solution]. *Scientific Review*, 2017, no. 12, pp. 16–18.
2. Leontyev D.S., Kasov A.M., Zedrik N.S. Tekhnologiya likvidatsii konusa gaza v neftedobyvayushchey skvazhine [Technology of liquidation of the gas cons in the oil-welling well]. *Bulat readings*, 2017, vol. 2, pp. 142–147.
3. Pospelkov M.S., Trusov A.I. Operativnaya otsenka anomalno vysokikh plastovykh davleniy na mestorozhdeniyakh Nadym-Pur-Tazovskogo regiona [Fast estimation of abnormally high formation pressures in the fields of Nadym-Pur-Taz]. *The Logger*, 2017, no. 11 (281), pp. 126–133.
4. Chilingarian G.V., Serebryakov V.A., Robertson J.O. Jr. *Origin and prediction of abnormal formation pressures*. USA, Elsevier, 2002. 390 p.
5. Khismatullin R.M. Analiz prognozirovaniya anomalno-vysokikh plastovykh davleniy na primere Yamburgskogo NGKM [Analysis of prediction of abnormally high reservoir pressures on the example of the Yamburg NGKM]. *Novye tekhnologii – neftegazovomu region. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* [New technologies – to the oil and gas region. Materials of the International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists]. New Urengoy, 2017. pp. 81–83.
6. Dolgov S.V. Problemy bureniya v usloviyakh vysokoy plastovoy temperatury i anomalno vysokikh plastovykh davleniy [Problems of drilling in conditions of high reservoir temperature and abnormally high reservoir pressures]. *Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Tezisy dokladov III Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Drilling wells in difficult conditions. Abstracts of the III International Scientific and Practical Conference]. St. Petersburg, St. Petersburg Mining University, 2018. – P. 37–39.
7. Fertel W.H. *Abnormal formation pressures: implication to exploration, drilling and production of oil and gas resources*. Amsterdam, Oxford, New York, Elsevier, 1976. 382 p.
8. Islamov A.I., Faskhutdinov R.R., Kolupaev D.Yu., Vereshchagin S.A. O mekhanizmkh vozniknoveniya zon s anomalno vysokim plastovym davleniem i metodakh ikh prognozirovaniya v nerazrabatyvaemykh plastakh na primere priobskogo mestorozhdeniya [On the mechanisms of the formation of zones with abnormally high rock pressure and methods for predicting them in undeveloped rock systems, Priobskoe field case study]. *Oil industry*, 2018, no. 10, pp. 54–59.
9. Korotaev B.A., Vasyokha M.V., Onufrik A.M. Reservoir pressure evolution model during exploration drilling. *Bulletin of the Murmansk State Technical University*, 2017, vol. 20, no. 1-1, C. 104–110. In Rus.
10. Swarbrick R.E., Osborne M.J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview. *American Association of Petroleum Geologists memoir*, 1998, no. 70, pp. 13–34.

11. Babalyan G.A. O faktorakh, obuslavlivayushchikh anomalno vysokie nachalnye davleniya v plastakh [About factors causing abnormally high initial pressures in the reservoirs]. *Trudy neftyanoy ekspeditsii*, Baku, 1953, no. 1, pp. 87–93.
12. Gubkin I.M. Mirovye zapasy nefiti [World oil reserves]. *Mezhdunarodnyy geologicheskyy kongress. SSSR. Trudy 17y sessii* [International Geological Congress. USSR. Proceedings of the 17th session]. Moscow, GONTI Publ., 1939. Vol. 1, pp. 167–179.
13. Golovachev E.M. O zakonomernostyakh proyavleniya i sposobakh prognoza velichiny AVPD v osadochnykh tolshchakh akvatoriy [On the laws of manifestation and the ways to forecast the magnitude of pore pressure prediction in sedimentary strata the waters]. *Bulat readings*, 2017, vol. 1, pp. 51–55.
14. Slavin V.I., Smirnova E.M. Abnormally high formation pressures: origin, prediction, hydrocarbon field development, and ecological problems. *American Association of Petroleum Geologists memoir*, 1998, no. 70, pp. 105–114.
15. Kurmangaliev S.B., Brazhnik A.Yu., Tolstikova V.E. Zakonomernost formirovaniya anomalno vysokikh plastovykh davleniy [The pattern of formation of abnormally high reservoir pressures]. *Sovremennyye usloviya vzaimodeystviya nauki i tekhniki. Sbornik statey Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Modern conditions of interaction between science and technology. Collection of articles of the International Scientific and Practical Conference]. Executive editor A.A. Sukiasyan. Omsk, 2017. pp. 17–19.
16. Zilberman V.I., Serebryakov V.A., Gorfunkel M.V., Chilingar G.V. Prediction of abnormally high formation pressures (AHFP) in petroliferous salt-bearing sections. *Journal of petroleum science and engineering*, 2001, vol. 29, no. 1, pp. 17–27.
17. Melnik I.A. Opredelenie intensivnosti vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov na osnove statisticheskoy interpretatsii materialov GIS [Determining the intensity of secondary geochemical processes based on a statistical interpretation of well log materials]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2012, no. 11, pp. 35–41.
18. Kachinskas I.V. Vliyaniye litologo-mineralogicheskogo sostava i postsedimentatsionnykh protsessov na filtratsionno-emkostnyye svoystva terrigenykh kollektorov na primere mestorozhdeniy nefiti i gaza Vostochnoy i Zapadnoy Sibiri. Dis. Kand. nauk [The influence of the lithological and mineralogical composition and post-sedimentation processes on the filtration-capacitive properties of terrigenous reservoirs by the example of oil and gas fields in Eastern and Western Siberia. Cand. Diss.]. Tyumen, 2013. 16 p
19. Shal'dybin M.V., Wilson M.J., Kondrashova E.S., Rychkova I.V., Rudmin M.A., Wilson L., Lopushnyak Y.M., Molokov P.B., Muslimova A.V. A kaolinitic weathering crust in Tomsk, west Siberia: interpretation in the context of weathering crusts in Russia and elsewhere. *Catena*, 2019, vol. 181, pp. 104056–104059.
20. Akselrod S.M. Integrirovannyye geofizicheskiye issledovaniya v protsesse bureniya s tselyu prognoza porovogo davleniya i geologicheskogo razreza vpered i dolota (po materialam zarubezhnykh publikatsiy) [Integral logging while drilling to forecast pore pressure and geologic characteristics of the rock in front of the bit (based on foreign publications)]. *The Logger*, 2017, no. 1 (271), pp. 69–104.
21. Aleksandrov B.L., Mollaev Z.Kh., Shilov G.I. Povysheniye effektivnosti geologo-razvedochnykh rabot i snizheniye geologicheskikh riskov pri poiskakh nefiti i gaza na territorii Sibiri i arkticheskogo shelfa [Enhancement of geological exploration efficiency and its risk mitigation during oil exploration in the territory of Siberia and Arctic shelf]. *Oil industry*, 2018, no. 3, pp. 8–12.
22. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Radvan A.A., Ismail A., Karnaukhov S.M., Rizanov E.G. Prognoz po dannym seysmicheskikh issledovaniy avariynykh i ekologicheskikh opasnykh situatsiy bureniya glubokikh skvazhin [Forecast according to seismic studies of emergency and environmentally hazardous situations of drilling deep wells]. *Seysmicheskyye tekhnologii. Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Seismic technologies. Materials of the scientific-practical conference]. Moscow, Center for Seismic Data Analysis, Lomonosov Moscow State University, 2017. pp. 69–72.
23. Simachkov A.Yu. Anomalnoye povedeniye seysmicheskikh voln v zonakh AVPD na territorii zapadnoy Sibiri [Anomalous behavior of seismic waves in areas of AHFP in the territory of Western Siberia]. *Sostoyaniye, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri. Materialy mezhdunarodnoy akademicheskoy konferentsii* [State, trends and problems of development of the oil and gas potential of Western Siberia. Materials of the international academic conference]. Ed. by S.I. Grachev. Tyumen, Tyumen Industrial University, 2018. pp. 23–29.
24. Chopra S., Rao M.R. Surface seismic data identifies shallow high-pressure drilling hazards. *World Oil*, 1995, vol. 216, no. 1, pp. 47–49.
25. Borodkin V.N., Smirnov O.A., Kurchikov A.R., Lukashov A.V., Nedosekin A.S., Pogretsky A.V., Smirnov A.S. K voprosu prognoza zon anomalno vysokikh plastovykh davleniy v razreze barentsevo-karskogo shelfa s uchedom dannykh bureniya i seysmorazvedki [On the issue of predicting the anomaly-high-formation pressure zones in the Barents-Kara shelf with account of drilling and seismic survey data]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 4 (328), pp. 12–19.
26. Matushevich V.M., Myasnikova G.P., Maximov E.M., Volkov A.M., Chistiakova N.F., Kanalin V.G., Pupilli M. Abnormal formation pressures in the west Siberian mega-basin, Russia. *Petroleum Geoscience*, 1997, vol. 3, no. 3, pp. 269–283.
27. Gorbunov P.A. Reservoir pressures of the northern part of west Siberia and their main features. *Novyye tekhnologii – neftegazovomu region. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh ucheynykh* [New technologies – to the oil and gas region. Materials of the international scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists]. Tyumen, Tyumen Industrial University, 2017. pp. 291–294.
28. Obukhova M.A., Kouznetsov I.K., Sazikin M.K., Mitkalev D.V., Kachkin A.A. Prediction of pore pressures based on the depth-velocity model for the Bolshekhetskaya trough. *Geomodel 2015. 17th scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development*. Gelendzhik, Russia, 2015. pp. 483–487.
29. Fu H., Yan Y., Xu Y., Liang T., Liu Y., Guan B., Wang X., Weng D., Feng J. Experimental study and field application of fiber dynamic diversion in west china ultra-deep fractured gas reservoir. *52nd U.S. rock mechanics/geomechanics symposium*. Seattle, Washington, 2018. pp. 1–8.
30. Jiang, Meijuan, Spikes K.T. Rock-physics and seismic-inversion based reservoir characterization of the Haynesville Shale. *Journal of Geophysics and Engineering*, June 2016, vol. 13, Iss. 3, pp. 220–233.
31. Othman A.A.A., Ewida H.F., Fathi M.M. Ali, Embaby M.M.A.A. Reservoir characterization applying seismic inversion technique and seismic attributes for Komombo basin. *Austin J Earth Sci.*, 2017, vol. 3 (1), pp. 1–6.
32. Ilyas Juzer Najmuddin. *Austin chalk fracture mapping using frequency data derived from seismic data*. PhD thesis. Texas, 2003. 69 p.
33. Toelle B.E. *Method and system, and program storage device for analyzing compressional 2D seismic data to identify zones of open natural fractures within rock formations*: U.S. Patent. US 6,941,228 B2. Sep. 6 2005. 27 p.
34. Hottman C.E., Johnson R.K. Estimation of formation pressures from log derived shale properties. *J. Pet Technol.*, 1965, no. 17, pp. 717–722.
35. Pennebaker E.S. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures. *World Oil*, June 1968, pp. 73–78.
36. Dutta N.C. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead geopressure. *Geophysics*, 2002, vol. 67, Iss. 6, pp. 1692–2041.
37. Aristarkhov A.V., Kerasov I.N., Sokolova M.S. Prognoz porovogo davleniya na osnove seysmicheskikh skorostey dlya tseley bureniya poiskovo-razvedochnykh skvazhin [Pore pressure prediction based on seismic velocity data for exploration drilling]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 2, pp. 47–57.
38. Taner M.T., Sheriff R.E. Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. *AAPG Memoir*, 1977, no. 26, pp. 301–328.

Received: 23 March 2020.

Information about the authors

Alexander N. Orekhov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Amani Mangoua Marc M, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.