

частоты связаны с приповерхностными объектами глубиной до 200 м, залежь же находится на глубине более 1000 м. Как это видно из рис. 2, нефтеносная скважина расположена в максимальных значениях спектра высоких гармоник, а сухая скважина – в его минимальных значениях.

Таким образом, на основании приведенных сведений, можно сказать, что представленная методика позволяет прогнозировать залежи углеводородов. Наиболее эффективно использовать магниторазведку на месторождениях, для которых сейсморазведка дает недостаточно точные данные, это месторождения со сложной структурой, нарушенным залеганием. Однако, в любом случае включение детальной магниторазведки в геофизический комплекс позволит увеличить точность прогноза при незначительном увеличении стоимости.

Для проведения спектрального анализа следует использовать гармоники, начиная с 3, так как 0,1,2 гармоники зачастую имеют значения на порядок выше остальных, несмотря на исключение фоновой составляющей. Это делает невозможным сравнительный анализ высоких частот, поэтому рекомендуется исключать эти гармоники из анализа и рассматривать их отдельно.

Литература

1. Березкин В.М., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1978.
2. Еремин В.Н. Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение минералов железа в зонах влияния углеводородов // Геология нефти и газа. – 1986. – № 4. – С. 28 – 32.
3. Каштанов В.А. Локальный нефтепрогноз по данным аэромагнитной съемки. // Геология нефти и газа. – 1988. – № 12. – С. 7 – 12.
4. Меркулов В.П., Зятев Г.Г. Нетрадиционные возможности применения некоторых геофизических методов в нефтяной геологии Западной Сибири // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Том 2. – Томск, 2000. – с. 492 – 495.
5. Меркулов В.П. Магнитные поля месторождений нефти и газа и возможности их использования при картировании залежей углеводородов: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири // Известия Томского политехнического университета. – Томск: 2002. – Т. 305, вып. 6. – С. 218 – 224.
6. Меркулов В.П., Зятев Г.Г. Гравимагнитные исследования при локальном прогнозе нефтегазоносности (на примере Лавровского наклонного вала). // Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях: Материалы науч.-техн. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения Д.С. Микова. Вып. 2. Томск: Изд. ТПУ, 2003. – С. 120 – 125.

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В РАЗРЕЗАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.А. Кофанов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) – распространенное явление в разрезах нефтегазоносных территорий. АВПД наблюдаются на гигантских месторождениях Западной Сибири, сопровождают процессы преобразования рассеянного органического вещества в углеводороды и характерны для нефтегазоматеринских пород, могут быть следствием субвертикальных движений флюидов, в том числе и дегазации мантии. Во всех случаях наличие АВПД – это признак замкнутости системы. АВПД увеличивает естественную энергетику пластов, улучшает их фильтрационно-емкостные свойства. В то же время АВПД могут приводить к аварийным ситуациям при бурении, особенно глубоком (обвалы, выбросы и др.). Выявление зон АВПД в конкретных разрезах, изучение закономерностей их распространения является актуальной задачей.

Аномально высоким пластовым давлением принято считать давление пластовой жидкости, которое минимум в 1,3 раза превосходит гидростатическое давление на соответствующей глубине залегания пласта. Давление из пластов-коллекторов или нефтематеринских пород, например, баженовской свиты в разрезах Западной Сибири, может передаваться в глинистые породы, что приводит к их разуплотнению, повышенной пористости и водонасыщенности в сравнении с глинами, залегающими на тех же глубинах, но находящими под нормальными (гидростатическими) давлениями.

Выявлять зоны АВПД по данным геофизических исследований скважин (ГИС) удобнее именно в глинистых образованиях, а не в пластах-коллекторах или в самой баженовской свите. Геофизическая характеристика последних сильно зависит от их переменной пористости и нефтенасыщенности коллекторов, от содержания (для баженовской свиты) и степени катагенеза органического вещества.

Признаками АВПД в глинистых образованиях по данным методов ГИС являются: понижение плотности и скорости упругих волн по данным метода плотностного гамма-гамма-каротажа и акустического каротажа; понижение удельного электрического сопротивления по методам сопротивления (КС, БК и др.), повышение водородосодержания (W) по данным нейтронного каротажа. В случаях интенсивного проявления АВПД могут происходить понижения естественной радиоактивности пород (ГК) и потенциалов самопроизвольной электрической поляризации (ПС).

Для уверенного выделения зон АВПД необходимо произвести нормализацию данных ГИС, предполагающую приведение показаний отдельных методов к единому уровню значений и их размаху. В настоящей статье в качестве параметров нормализации были взяты среднее арифметическое и стандартное отклонение геофизического признака (рис.1).

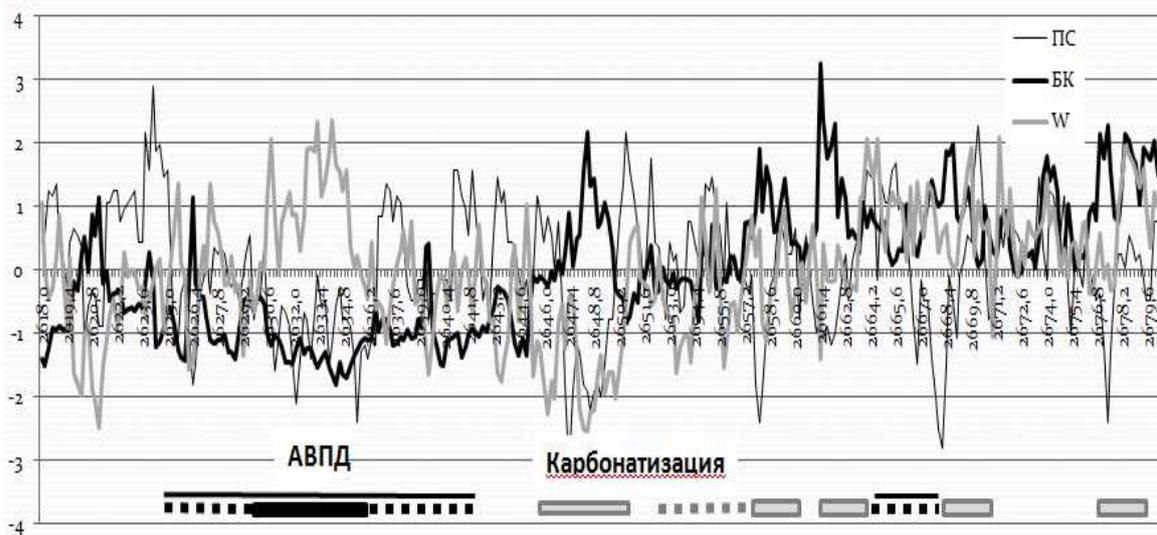


Рис. 1. Проявление зон anomalно высоких пластовых давлений (АВПД) с сопряженной карбонатизацией в аргиллитах нижней части куломзинской свиты (Мыльджинское месторождение). Приведены нормированные значения показаний бокового каротажа (БК), водородосодержания (по данным нейтронного каротажа) и потенциала собственной поляризации (ПС)

В качестве объектов исследования были взяты разрезы с данными ГИС двух нефтегазоконденсатных месторождений юго-востока Западной Сибири (Томская область), отличающихся различным стратиграфическим интервалом нефтегазоносности – Герасимовское и Мыльджинское. На Герасимовском месторождении продуктивные пласты размещены практически по всей юре и кроме того - в коре выветривания палеозойского фундамента (пласт М), при этом основные запасы углеводородов сосредоточены в пласте М. На Мыльджинском месторождении основным объектом разработки является горизонт Ю1, размещенный непосредственно под региональным флюидоупором и нефтематеринской породой – баженовской свитой.

Выявление зон АВПД на Герасимовском месторождении не дало положительных результатов. Зоны АВПД отсутствуют как в подстилающих баженовскую свиту аргиллитах васюганской свиты, так и в перекрывающих глинистых образованиях (куломзинская свита). Скорее всего, ее нет и в самой баженовской свите. На Мыльджинском месторождении исследовались аргиллиты только куломзинской свиты, поскольку геофизическая характеристика верхней части васюганской свиты изменена залегающими там пластами горизонта Ю1.

Результаты выявления зон АВПД в перекрывающих баженовскую свиту куломзинских аргиллитах приведены на рис. 1. Как видно из рисунка, в разрезе Мыльджинского месторождения выявляется интенсивная зона АВПД мощностью 23 метра. По результатам анализа геофизического разреза можно сделать еще два заключения.

Во-первых, изменение геофизических параметров очень сложное и без нормализации данных и без комплексного учета всех методов выделить зоны АВПД практически было бы невозможно. Поэтому зоны АВПД, скорее всего, более распространенное явление, чем это принято считать.

Во-вторых, с зонами АВПД пространственно (и генетически?) ассоциируют зоны карбонатизации. Это области нарушения 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.

Почему в близко расположенных месторождениях, с одинаковым фазовым составом залежей, в разновозрастных и близких по литологии породах развиваются (или не развиваются) зоны АВПД? Ответ на этот вопрос требует масштабных и всесторонних исследований. В настоящей статье приводятся результаты сравнения геофизических характеристик (ГК, ПС, КС) кремнисто-карбонатно-глинистых пород баженовской свиты в разрезах двух изученных месторождений.

Геофизические параметры пород баженовской свиты в разрезах Герасимовского и Мыльджинского нефтегазоконденсатных месторождений существенно различаются.

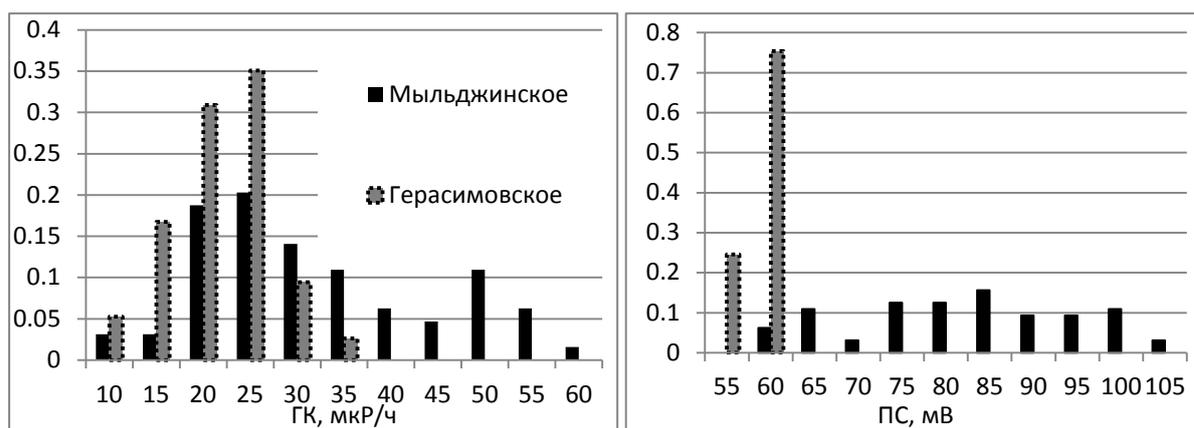


Рис. 2. Различная петрофизическая характеристика баженовской свиты разрезов нефтегазоконденсатных месторождений с АВПД (Мыльджинское) и без него (Герасимовское). Приведены гистограммы распределения значений естественной радиоактивности (ГК) и потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)

Базовые свойства баженовской свиты – аномально высокие радиоактивность и электрическое сопротивление – в полной мере соответствует баженовской свите только Мыльджинского месторождения. Из данных рис. 2 видно, что в распределении значений ГК баженовской свиты Мыльджинского месторождения присутствует обособленная совокупность с показаниями ГК больше 40 мкР/час, что в целом характерно для большей части месторождений Томской области. Аномально высокие удельные электрические сопротивления (>100 Ом м) отмечаются также только в разрезе Мыльджинского месторождения. Различия в показаниях ПС можно было бы отнести за счет разного нуля при регистрации ПС, если бы не существенно разный диапазон изменения этого параметра в сравниваемых разрезах (рис. 2).

Итогом сравнения является следующее заключение: баженовская свита в разрезе Герасимовского месторождения не является нефтематеринской, и не баженовская свита была источником углеводородов для пластов горизонта Ю1 и других нефтегазонасыщенных пластов месторождения. К отсутствию АВПД в разрезе Герасимовского месторождения и физическим (не аномальным) свойствам баженовской свиты можно добавить следующие положения-доказательства: радиоактивность баженовской свиты тесно связана с содержанием в породах керогена (Номоконова, Колмаков и др., 2013), определяющего его нефтематеринские свойства; АВПД является обязательным атрибутом нефтематеринских пород (Хаин, 1982); при широком стратиграфическом диапазоне нефтегазоносности на Герасимовском месторождении максимальная продуктивность пластов смещена от верхней юры (горизонт Ю1) к ее низам и к палеозойскому фундаменту.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЗАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ф.Г. Кудинов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения углеводородов Западной Сибири – это сложные геологические образования с конкретными геофизическими особенностями. Сравнительный анализ геолого-геофизических материалов различных месторождений позволяет выявить и лучше понять общие закономерности, перенести геофизические признаки с одного разреза на другой. В настоящей работе излагаются результаты анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) на Казанском и Мыльджинском газоконденсатных месторождениях юго-востока Западной Сибири (Томская область).

Казанское газоконденсатное месторождение располагается в юго-восточном обрамлении Нюрольской мегавпадины, в пределах одноименной положительной структуры третьего порядка, осложняющей северную периклиналь Таволгинского структурного мыса. Методами ГИС исследованы юрские отложения Казанского месторождения. Основными продуктивными пластами являются пласты горизонта Ю1 в верхней части васюганской свиты. Пласты Ю1-1 и Ю1-2 представлены песчаниками, а также алевролитами с прослоями аргиллитов. Покрышками для газоконденсатной залежи являются аргиллиты георгиевской свиты и битуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые породы баженовской свиты (рис. 1). Комплекс ГИС включал методы, изучающие электрические сопротивления (БК) и электропроводность (ИК), водородосодержание W (по данным нейтронного коротажа НКТ), естественную гамма-активность пород (ГК), а также резистивиметрию (RZ) и кавернометрию (Dc).