

Секция 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В СВЯЗИ С ГЕОЛОГИЧЕСКИМ МОДЕЛИРОВАНИЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Б.В. Белозеров

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность разработки месторождений углеводородов в значительной степени зависит от совершенства геологической модели месторождения. В настоящее время нет единого подхода к содержанию таких моделей. Чаще всего используются статистические модели, включающие в себя ряд петрофизических уравнений и зависимостей. Оптимальная для стадии разведки месторождения, такая модель не адекватна задачам его разработки, в процессе которой изменяется гидродинамическое состояние месторождения.

Современные геологические модели предполагают ячеистую структуру месторождения в отношении фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Поэтому целесообразно в качестве базового элемента моделирования принять параметр, интегрирующий в себе пористость и проницаемость коллектора. В качестве такого параметра принят индикатор гидравлической единицы FZI (Flow zone indicator), предложенный зарубежными учеными [1]. Гидравлическая единица потока (НУ) имеет смысл фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора и в наибольшей степени соответствует ячеистой модели месторождения.

Комплексный параметр гидравлической единицы потока рассчитывается по измеренным значениям коэффициента эффективной пористости (φ) и проницаемости (k):

$$FZI = 0.0314 \cdot \frac{1 - \varphi}{\varphi} \cdot \sqrt{\frac{k}{\varphi}},$$

где проницаемость в мД.

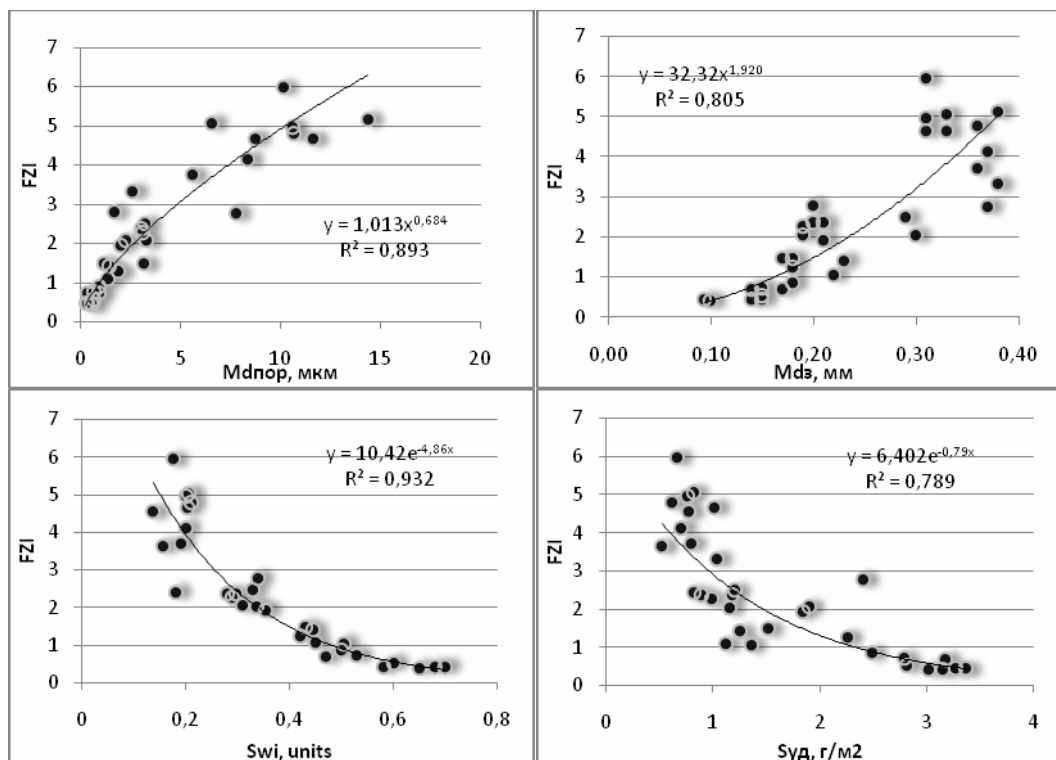


Рис. 1. Корреляционные зависимости между комплексным параметром FZI и литолого-петрофизическими свойствами коллектора пласта Ю1 Крапивинского месторождения (модальными значениями диаметра поровых каналов и скелетных зерен, остаточной водонасыщенности и удельной поверхности поровых каналов)

Судя по уравнению Козени-Кармена, FZI зависит от таких свойств коллектора как форма сечения и извилистость поровых каналов, удельная поверхность фильтрующих пор. Обоснованность применения FZI и НУ

для описания модели месторождения было изучено в научно-образовательном центре при Томском политехническом университете [2]. В ходе этого исследования было сделано значительное количество лабораторных измерений, нуждающихся в более детальном анализе, в том числе и с геофизической точки зрения. Основные результаты выполненного автором анализа литологических, петрофизических и геофизических материалов по пласту Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) излагаются ниже.

Индикатор гидравлической единицы, судя по результатам корреляционного анализа, имеет тесные связи с литолого-петрофизическими и гидродинамическими свойствами коллектора (рис.1). Из рисунка видно, что параметр FZI чётко характеризует качество коллектора, так как тесно связан со всеми литологическими и петрофизическими характеристиками породы. При увеличении размера пор и размера зёрен возрастает и индикатор гидравлической единицы. При увеличении удельной поверхности, т. е. повышение содержания тонко и мелкозернистых фракций, параметр FZI уменьшается, что проявляется и в корреляционной зависимости FZI от содержания в породе связанной воды.

Изучение зависимостей параметра FZI от гранулометрического состава породы-коллектора показало, что значения комплексного параметра обратно зависят от содержания тонкозернистой фракции и прямо - от содержания зёрен большего размера. Выделены два основных класса зёрен (0,05-0,1 и 0,25-0,5мм), которые наиболее тесно связаны с параметром FZI, и, следовательно, оказывают определяющее влияние на фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора изучаемого пласта.

Влияние глинизации коллектора на величину комплексного параметра неоднозначно и зависит от типа глин (их поверхностной активности). Выявлены отрицательные связи FZI с содержанием в породе хлорита и гидрослюды – глин с высокой поверхностной активностью, и положительные – с содержанием каолинита. Такой характер зависимостей объясняется тем, что в коллекторах, представленных средне-мелкозернистыми песчаниками, как правило, развивается каолинит, а в алевролитистых песчаниках – хлорит и гидрослюды. Иными словами, прямая зависимость комплексного параметра от содержания каолинита является косвенной и обусловлена как развитием этого типа глин в лучших коллекторах, так и низкой поверхностной активностью каолинита, что подтверждается установленными обратными связями между содержанием каолинита и остаточной водонасыщенностью коллектора.

Выявлена возможность и разработана технология оценки типа глин по геофизическим данным [3]. Она построена на выделении классов глин с использованием методов самопроизвольной поляризации (ПС), естественной радиоактивности (ГК), нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ) и их производных.

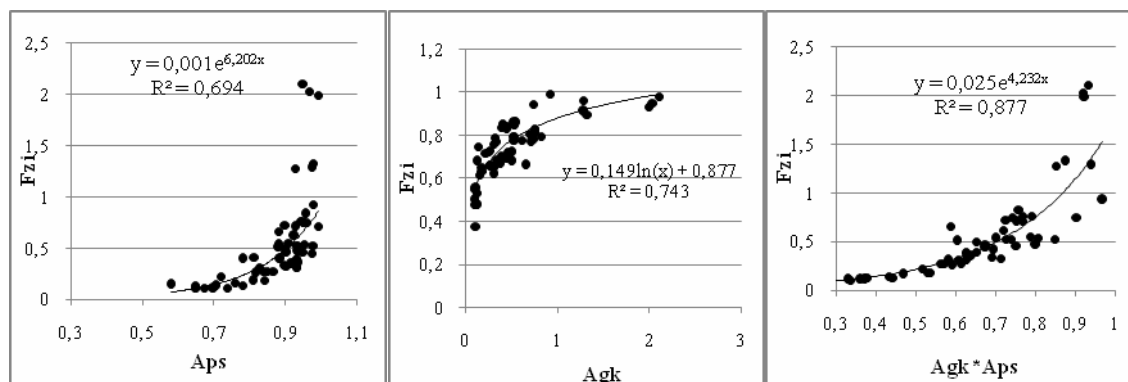


Рис. 2. Корреляционные зависимости между FZI и геофизическими параметрами пласта Ю1 Крапивинского месторождения

Комплексный параметр FZI имеет корреляционные связи с показаниями геофизических методов, нормированными по отношению к эталонным песчаным и глинистым пластам (рис.2). Комплексный параметр тесно связан как с нормированными показаниями метода ПС (Aps), так и с ГК (Agk), но наиболее информативной является мультипликативная комбинация $Aps * Agk$.

Выявленные взаимосвязи позволяют использовать геофизические методы для непосредственного определения комплексного параметра гидравлической единицы потока – базового параметра геологического моделирования и, следовательно, оптимизировать сам процесс моделирования. Это тем более важно, что геофизические исследования в скважинах сопровождают изучение месторождений углеводородов на всех стадиях, практически в режиме мониторинга, и для геологического моделирования можно использовать, в том числе, и результаты уже проведенных геофизических наблюдений.

Литература

1. Белозеров В.Б., Рязанов А.В. Роль геологической модели в наращивании извлекаемых запасов нефти //Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. – Новосибирск, 2004. – С.15-17.
2. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab, D, Kersey, D.G., and Keelan, D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.
3. Белозеров В.В. Изучение остаточной водонасыщенности терригенных коллекторов геофизическими методами //Проблемы геологии и освоения недр. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 276-279.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНИК – ЗОНДИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ И АТМОСФЕРЫ ИЗ КОСМОСА

С.В. Вакулин, Г.Г. Лунев, Я.А. Хамаганов

Научный руководитель профессор М.Ю. Катаев

*Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники,
г. Томск, Россия*

В настоящее время накоплены данные разнообразных спутниковых измерений (спектральный диапазон, варианты визирования, типы измеряемых объектов), ежедневно поступают значительные объемы данных (на уровне 1-10 Тб) от приборов, установленных на спутниках. Применение этих данных в настоящее время практически во всех сферах человеческой деятельности: сельское хозяйство, транспорт, наука, связь и др. Без этих данных невозможна работа множества предприятий и быта современного человека.

Несмотря на значительное потребление спутниковых данных, круг людей, знакомых с принципами зондирования из космоса, знающих виды приборов и типы получаемых данных, весьма незначителен. Нами предпринята попытка собрать воедино, в рамках электронного учебника, информацию о спутниковых приборах, их характеристиках, видов получаемых данных и способов преобразования спутниковых данных. Предполагается также использовать известные учебники по зондированию атмосферы и поверхности земли из космоса в разнообразных видах представления (pdf, doc и html). На наш взгляд, предлагаемый нами учебник позволит разобраться неподготовленному читателю с тонкостями преобразования спутниковых данных, рассмотреть многочисленные примеры спутниковых данных, увидеть многие части земной поверхности в трехмерном исполнении. Применение учебника возможно как в школах, вузах, так и в организациях, где потребляют спутниковые данные.

Концепция учебника

Электронный учебник – это программное средство, которое предусматривает интерактивный режим работы с пользователем и включает в себя 3d-модель реальной поверхности планеты Земля, курс лекций по изучению земной поверхности и атмосферы Земли, а также возможности просмотра космических снимков, получения информации о типах спутников, высоте и типе орбиты полета спутников, видах космических снимков, методах извлечения информации из космических снимков, информация об атмосфере и поверхности Земли. Вся эта информация собирается и структурируется в единую систему посредством программной оболочки учебника.

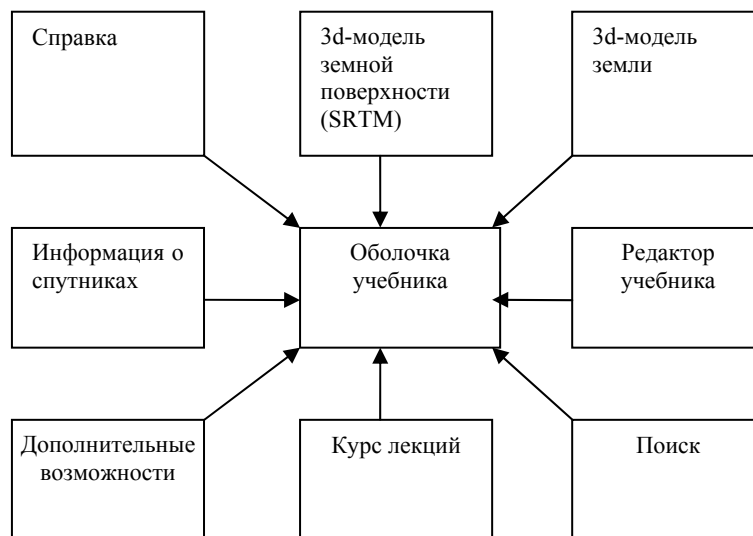


Рис. 1. Структура учебника на программном уровне

В задачу написания оболочки программы входит разработка и реализация пользовательского интерфейса, а также сборка всех частей учебника, разработанных другими участниками проекта, в одно целое. Таким образом, оболочка учебника представляет собой программу с различными функциональными возможностями, а также возможностью объединить необходимые компоненты учебника на программном, а не на механическом уровне (т.е. чтобы объединить компоненты не нужно изменять код программы), что делает электронный учебник универсальным, не привязанным к определенной тематике.

Таким образом, структура учебника на программном уровне имеет вид, представленный на рис. 1.

На рис. 1 изображены основные компоненты учебника (редактор учебника, 3d-модель земли, 3d-модель земной поверхности (SRTM), поиск, курс лекций, справка, информация о спутниках), которые являются модулями, написанными другими участниками проекта, а в правой части изображена оболочка учебника – программа, которая собирает все эти модули в одно целое – электронный учебник.

Кроме того, оболочка учебника должна не только собирать модули, но и иметь наглядный графический интерфейс и инструменты, с помощью которых пользователь будет работать материалом, расположенном в учебнике.

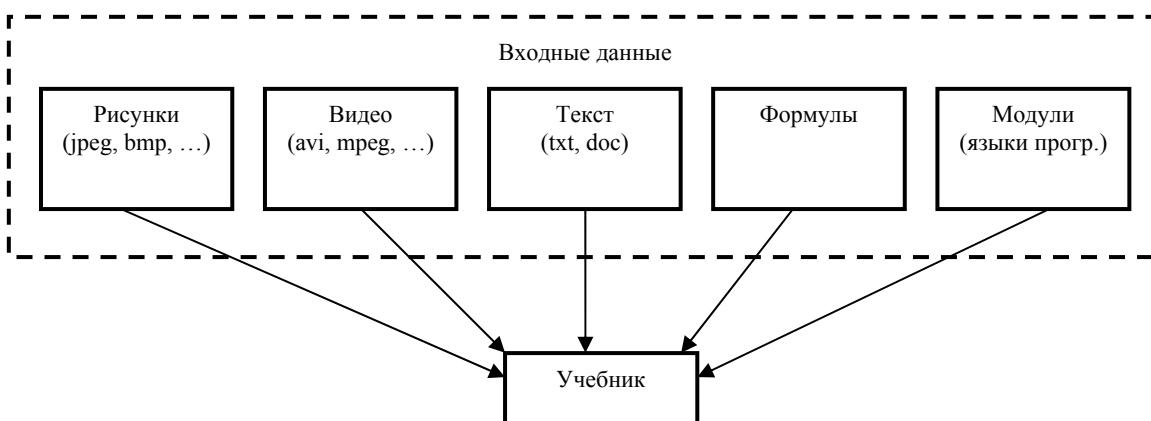


Рис. 2. Схема электронной публикации

Рассмотрим возникающие проблемы при создании электронных публикаций без использования специализированных средств (редакторов).

Из рис. 2 видно, что предполагаемый учебник должен содержать и уметь отображать множество различной информации. Некоторые объекты информации отображаются легко (так, например, текст, рисунки), но некоторые имеют свои сложности (формулы, модули). Так, например, формулы можно отображать двумя способами: простым методом ($y = x + 5/(2*x)$) и при помощи какого-то специального компонента ($y = x + \frac{5}{2x}$). Видно, что второй способ лучше и нагляднее первого, и тем более в первом случае возникают

проблемы с отображением степеней. Для отображения модульных программ (это в основном какие-либо ролики, демонстрирующие какой-либо процесс), определенно необходим специальный механизм, который, кроме отображения, позволял бы передавать ему управление. Так как в учебнике существует трехмерная модель Земли с возможностью определенных манипуляций над ней, то необходимо каким-либо образом передать данному модулю управление.

Перечисленные выше проблемы связаны с отображением каждого объекта входной информации отдельно, но возникают проблемы и их совместного отображения.

Трехмерная виртуальная поверхность Земли.

Визуализация 3D мира включает в себя несколько этапов:

подготовка модели поверхности - данный этап включает в себя загрузку данных, определяющих поверхность (данные спутникового радиометра SRTM – Shuttle Radar Topography Mission) в память, предварительную обработку сформированного изображения поверхности (корректировка, сглаживание, расчет нормалей, триангуляцию, наложение типов поверхности);

подготовка модели купола неба – этап включает в себя выбор параметров модели: радиус купола, генерирование облаков, расчет цвета неба в зависимости от погодных условий и времени суток;

подготовка модели излучения Солнца, Луны и/или звезд – этап включает в себя расчет положения Солнца (Луны) в зависимости от времени суток, расчет положения звезд, расчет количества падающего на земную поверхность света.

Не будем рассматривать использованные в данном модуле приемы визуализации, поскольку это выходит за рамки данной статьи.

Основная проблема визуализации поверхности Земли заключается в ресурсоемких расчетах. Для придания реалистичности отображаемой поверхности необходимо выполнять массу расчетов с большими массивами чисел, как это показано в статье. Поэтому для ускорения расчетов необходимо выбирать соответствующие графические ускорители или выполнять расчеты с помощью параллельных алгоритмов.

О ФИЗИЧЕСКОМ СМЫСЛЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ «ПРИСТОСТЬ-ПРОНИЦАЕМОСТЬ»

С.Н. Голопапа

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пористость и проницаемость являются базовыми свойствами коллектора, показывающими его способность вмещать и фильтровать через себя флюиды – нефть, воду и газ. Оба параметра могут быть определены в результате чисто петрофизических исследований – измерений образцов керн в лабораторных условиях. Кроме этого коэффициент пористости (K_p) можно определить при непосредственных геофизических исследованиях в скважинах (ГИС), с помощью электрических, радиоактивных и акустических методов.

Проницаемость коллектора в результатах методов ГИС непосредственно не отражается, за исключением ядерно-магнитного метода, который в практике геологоразведочных работ на углеводороды пока не нашел широкого применения.

Коэффициенты проницаемости коллекторов определяются, как правило, по статистическим зависимостям, устанавливаемым между пористостью и проницаемостью. В системе «Кп-IgKп» эта зависимость чаще всего является линейной, вида

$$\lg Kn = a \cdot Kn + b,$$

где а и b – коэффициенты уравнения регрессии.

Выявление физического смысла коэффициентов в уравнениях регрессии «lgKп-Кп» является актуальной задачей, поскольку эти коэффициенты могут быть использованы в качестве дополнительных признаков при типизации коллекторов.

Работа выполнена на базе результатов петрофизических исследований продуктивных пластов юры (преимущественно Ю1) и нижнего мела (ачимовский и Б) девяти месторождений углеводородов Нижневартовского нефтегазоносного района (НГР). Определены уравнения регрессии «lgKп-Кп», выявлены корреляционные связи между коэффициентами этих уравнений и другими параметрами коллектора. Результаты исследований сводятся к следующему.

Зависимости в системе «lgKп-Кп» хорошо аппроксимируются линейными уравнениями, в целом, с высоким коэффициентом R2 (табл. 1 и 2). Исключение составляет ачимовский пласт в одноименном месторождении, где зависимость между пористостью и проницаемостью практически отсутствует. Для остальных месторождений наибольшей достоверностью аппроксимации (R2) обладают именно ачимовские пласты, отличающиеся самой низкой проницаемостью (табл.2). В наиболее проницаемых и пористых пластах Б взаимосвязь между пористостью и проницаемостью наименее тесная, что говорит о значительном влиянии на проницаемость коллектора также других, кроме пористости, параметров коллектора.

Таблица 1

Коэффициенты уравнений регрессии $\lg K_{np} = a \cdot K_n + b$ ачимовского пласта различных месторождений Нижневартовского НГР

Месторождения	Средние значения		Коэффициенты уравнения		R2
	Кп	lgKп	a	b	
Ачимовское	0,152	- 0,286	3,74	- 0,8558	0,064
Кетовское	0,153	- 0,510	16,32	- 3,0136	0,558
Малоюганское	0,162	- 0,120	18,13	- 3,0489	0,932
Новопокурское	0,182	- 0,606	15,57	- 2,2086	0,821
Покамасовское	0,173	- 0,016	15,28	- 2,6547	0,502
Северо-Островное	0,138	- 0,893	14,81	- 2,9444	0,733
Южно-Островное	0,117	- 0,698	12,74	- 2,1887	0,809
Южно-Покамасовское	0,132	- 0,121	9,99	- 1,4439	0,437

Таблица 2

Коэффициенты уравнений регрессии $\lg K_{np} = a \cdot K_n + b$ продуктивных пластов Северо-Островного месторождения

Продуктивные пласты	Средние значения		Коэффициенты уравнения		R2
	Кп	lgKп	a	b	
Пласты Ю	0,158	0,263	25,19	- 3,714	0,687
Ачимовский	0,138	- 0,893	14,81	- 2,944	0,733
Пласты Б	0,212	1,369	28,07	- 4,590	0,569

Формальный смысл коэффициентов линейного уравнения ясен. Коэффициент «а» определяет наклон линии регрессии и чувствительность проницаемости к изменению пористости. Как видно в табл.2, наименьшую чувствительность к изменению пористости имеют ачимовские малопроницаемые пласты, а наибольшую чувствительность - высокопористые и высокопроницаемые пласты Б. Коэффициент «b» равен проницаемости (lgKп) при нулевой пористости, то есть характеризует некоторые «начальные» фильтрационно-емкостные параметры коллектора. Наиболее благоприятны эти начальные условия у пластов Б. Поскольку эти коэффициенты имеют различные значения для разных пластов и месторождений, то важно выяснить, какую дополнительную информацию о коллекторе, объясняющую эти различия, они несут.

Теоретическая модель взаимосвязи пористости и проницаемости описывается уравнением Козени-Кармена:

$$K_{np} = \frac{K_n \cdot (1 - K_{во})}{4f \cdot T^2} \cdot r^2,$$

где: Kво – коэффициент остаточной водонасыщенности; r – эффективный гидравлический радиус поровых каналов; f – коэффициент, учитывающий отличие формы сечения поровых каналов от круговой; T – гидравлическая извилистость поровых каналов.

Таким образом, кроме как от пористости, проницаемость зависит от размера пор, сложности геометрии порового пространства и степени гидрофильности коллектора. Эти же параметры коллектора должны как-то

распределиться между коэффициентами уравнения регрессии, влияя на их значения. Определить это влияние чисто математически, путем сопоставления статистической ($IgK_{пр}=a \cdot K_{п}+b$) и теоретической (уравнение Козени-Кармена) модели коллектора не удается.

Для решения этой проблемы был проведен корреляционный анализ с вычислением коэффициентов линейной корреляции между коэффициентами «а» и «b», с одной стороны, и осредненными значениями остальных параметров коллектора, с другой. Эти параметры или были измерены при петрофизических исследованиях ($K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{во}$, $K_{гл}$ – коэффициент глинистости, $K_{к}$ – коэффициент карбонатности, S – удельная поверхность пористой среды, Md – медианный диаметр зерен), или рассчитаны по измеренным другим параметрам (f , r). Некоторые результаты этого анализа приведены в табл. 3.

Таблица 3

Коэффициенты линейной корреляции между параметрами коллектора и коэффициентами уравнений регрессии $IgK_{пр}=a \cdot K_{п}+b$ продуктивных пластов месторождений Нижневартковского НГР

Параметр коллектора	Коэффициенты уравнения		Параметр коллектора	Коэффициенты уравнения	
	a	b		a	b
$K_{п}$	0.163*	-0.171*	$K_{к}$	-0.417	0.094*
$IgK_{пр}$	0.617	-0.240*	S	-0.516	0.64
$1-K_{во}$	0.653	-0.259*	f	-0.333*	0.244*
$K_{гл}$	-0.737	0.652	r	0.28*	-0.004*

* - Значения коэффициентов корреляции - ниже критических.

Сразу отметим, что между самими коэффициентами «а» и «b» имеется очень тесная отрицательная связь (коэффициент корреляции - 0,86), что позволяет предполагать относительно «равномерное распределение» параметров коллектора между этими коэффициентами.

Наиболее тесные корреляционные связи оба коэффициента уравнения регрессии имеют с глинистостью коллектора, а также с удельной поверхностью пор. Близкие по знаку коэффициенты корреляции имеет параметр f . По существу все эти три параметра взаимосвязаны между собой и характеризуют сложность геометрии порового пространства. Увеличение их значений свидетельствуют об ухудшении фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, и проявляется в уменьшении «а» и увеличении «b».

По иному влияют на коэффициенты уравнения регрессии, а по существу на взаимосвязь между пористостью и проницаемостью, три других параметра коллектора: проницаемость, гидравлический радиус каналов и гидрофобность ($1-K_{во}$). Они увеличивают коэффициент «а» и уменьшают «b». Наиболее тесные связи эти параметры имеют с коэффициентом «а», определяющим чувствительность проницаемости к изменению пористости, и, следовательно, надежность оценки проницаемости по пористости, а также по корреляционным зависимостям с геофизическими параметрами, в которых отражается пористость.

Третью группу параметров составляют $K_{п}$, $K_{к}$ и Md . Изменение коэффициента пористости слабо влияют на коэффициенты уравнения регрессии, по знаку – так же, как проницаемость и другие параметры этой группы. Медианный диаметр зерен коллектора вообще не влияет на корреляционную зависимость пористости и проницаемости ($r < 0,1$). Карбонатность коллектора слабо уменьшает коэффициент «а», как другие параметры сложности геометрии порового пространства ($K_{гл}$, S, f), но не влияет на «b».

В целом, наиболее нагруженным связями с параметрами коллектора является коэффициент «а».

Из результатов проведенных исследований можно сделать следующие главные заключения.

1. Уравнение регрессии между двумя базовыми параметрами коллектора $IgK_{пр}=a \cdot K_{п}+b$, выявляемое для решения практической задачи оценки проницаемости по пористости, зависит от других параметров коллектора, главными из которых (исключая зависимые параметры) являются гидрофильность, глинистость и, в меньшей степени, карбонатность и радиус поровых каналов. Коэффициенты уравнения являются интегральными характеристиками коллектора и, наряду с пористостью и проницаемостью, должны использоваться для выделения неоднородностей, оценки качества и типизации коллекторов.

2. Наиболее информативным в отношении свойств коллектора в уравнении регрессии является коэффициент «а». Чувствительность проницаемости к изменению пористости, надежность оценки проницаемости по пористости (и по геофизическим характеристикам) повышается в случае гидрофобных проницаемых коллекторов, с крупными порами и понижается при их глинизации и, в меньшей степени, карбонатизации.

3. По существу, коэффициенты уравнения регрессии $IgK_{пр}=a \cdot K_{п}+b$ несут информацию избирательно о фильтрационных свойствах коллектора. Емкостные и гранулометрические свойства коллекторов в них практически не отражаются.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ РИФОГЕННОГО ОБЪЕКТА ПО ДАННЫМ МЕТОДА МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

И.А. Губин

Научный руководитель профессор А.Н. Телегин

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Работы А.Н. Тихонова и Луи Каньяра, посвященные использованию естественного электромагнитного поля Земли для изучения ее строения привели к созданию метода магнитотеллурического зондирования (МТЗ).

Первоначально этот метод применялся для региональных исследований в связи с ограниченной регистрацией частотного диапазона (от 10 сек до нескольких минут). С развитием аппаратного и программного обеспечения диапазон регистрации расширился, что позволило более детально изучать строение осадочного чехла и регистрировать аномалии, непосредственно связанные с нефтегазовыми залежами. Появление высокочастотной модификации МТЗ – аудиоманнителлурического зондирования (с регистрацией частот до 103 Гц) позволило детально изучать осадочный чехол от глубин 10-20 м до 3-5 км.

К настоящему времени накоплен достаточно большой опыт применения МТЗ для поисков нефтегазовых месторождений в Венгрии, Румынии, Саудовской Аравии, Северной Америке и других странах [1]. В России также ведутся поисковые электроразведочные работы на нефть и газ многими компаниями и организациями. Среди них научная экспедиция Санкт-Петербургского государственного горного института с 2003 г проводит полевые работы методом МТЗ в Адыгее, Новом Уренгое, Ненецком АО. Работы выполняются на современной патентованной аппаратуре канадской фирмы Phoenix Geophysics. Выбор этой аппаратуры обусловлен ее мобильностью, портативностью, простотой в использовании и синхронизации всех приборов с помощью системы навигации GPS, что позволяет использовать данные удаленной базовой точки для обработки наблюдений.

В Ненецком АО на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции имеется достаточно большой фонд структур, обнаруженных сейсморазведкой. Среди них большое значение имеют структуры рифогенного происхождения, широко развитые в пределах Хорейверской впадины. Они образованы как одиночными рифами, так и барьерными и атолловыми постройками. Важнейшей задачей на сегодняшний день является ранжирование этих структур по перспективам их нефтегазоносности и выявление первоочередных объектов для разведочного бурения.

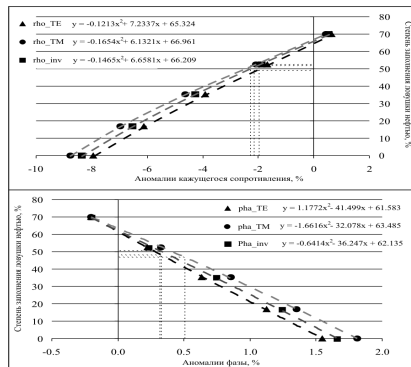


Рис. 2. Модельные зависимости аномалии МТ-поля от соотношения нефть/вода для АЗ № 6

Минерализация нижнепалеозойского водоносного комплекса на данной площади составляет около 180 г/л. По формуле Арчи для карбонатных пород сопротивление коллектора, полностью заполненного водой (при пористости 10%), составит 2 Ом, а при коэффициенте нефтенасыщенности 0,86 (средний показатель для месторождений соседних площадей) сопротивление коллектора будет равно 50 Ом.

Определив зависимости аномалии МТ-поля от степени заполнения рифогенного коллектора (рис. 2) и сравнив их с полевыми аномалиями соответствующих параметров, можно оценить перспективность той или иной части рифогенного коллектора. В качестве параметров МТ-поля были взяты продольные (ТЕ-мода) и поперечные (ТМ-мода) амплитудные ρ_k и фазовые φ кривые, а также их инварианты. По данным моделирования кривые сопротивления обладают наибольшей чувствительностью к соотношению нефть/вода на частоте $6,56 \times 10^{-2}$ Гц, а фазовые кривые – на частоте $4,01 \times 10^{-1}$ Гц. Эти частоты соответствуют локальному минимуму кривой ρ_k и локальному максимуму кривой φ . Аномалии рассчитывались по формулам:

$$A\rho_k = (\rho_{k_{\min}}^a - \rho_{k_{\min}}^\varphi) / \rho_{k_{\min}}^\varphi * 100\%;$$

$$A\varphi_k = (\varphi_{k_{\max}}^a - \varphi_{k_{\max}}^\varphi) / \varphi_{k_{\max}}^\varphi * 100\%,$$

где $\rho_{k_{\min}}^a$, $\rho_{k_{\min}}^\varphi$ – значения аномальной и фоновой амплитудных кривых на частоте кажущегося $6,56 \times 10^{-2}$ Гц; $\varphi_{k_{\max}}^a$, $\varphi_{k_{\max}}^\varphi$ – значения аномальной и фоновой фазовых кривых на частоте $4,01 \times 10^{-1}$ Гц. Фоновые кривые

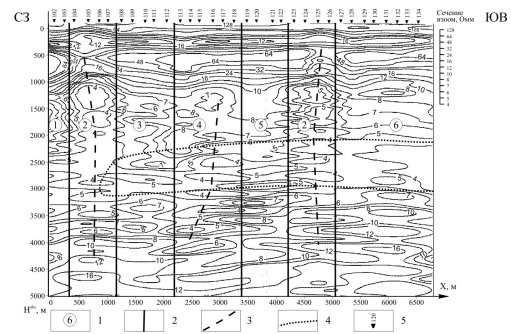


Рис. 1. Геоэлектрический разрез по профилю МТЗ № 1

Условные обозначения: 1 – номер аномальной зоны; 2 – граница аномальной зоны; 3 – дизъюнктивные нарушения (по данным МТЗ и сейсморазведки); 4 – граница верхнедевонского рифогенного объекта (по данным сейсморазведки); 5 – пункты наблюдения МТЗ

Структура и вещество – две составляющие, которые необходимо знать для решения поставленной задачи. Первую составляющую успешно определяет сейсморазведка, а определение второй возложено на метод МТЗ. Рассмотрим возможности метода МТЗ на примере Енгурайшорской рифогенной структуры, расположенной в восточной части Хорейверской впадины. Геоэлектрический разрез через структуру приведен на рис. 1.

Поскольку на исследуемой площади нет открытых нефтяных месторождений, которые могли бы служить эталоном для поисков новых залежей, то предлагается составить обобщенную геоэлектрическую модель изучаемого разреза и просчитать, какова будет аномалия от рифогенного коллектора при различном соотношении в нем воды и нефти. Аномалия МТ-поля возникает за счет контраста сопротивления нефте- и водонасыщенной части коллектора, а амплитуда аномалии при фиксированном значении пористости будет зависеть главным образом от соотношения нефть/вода (К) и минерализации поровой воды.

определялись путем пятиточечного осреднения по каждой частоте полевых кривых, исправленных за статический сдвиг.

В разрезе можно условно выделить шесть так называемых «аномальных зон» (АЗ). Области влияния левого и правого разломов объединяются в одну АЗ № 2. Так как рифогенный объект пересекают два разлома, то предполагаемая ловушка разделяется на три части, соответствующие трем АЗ: № 3, 5 и 6. По всем АЗ были построены одномерные геоэлектрические модели, объединенные в обобщенную модель разреза, и проведено математическое моделирование для пяти соотношений нефть/вода ($K = 0; 17; 35; 53$ и 70%). По результатам моделирования для АЗ, соответствующих рифогенному объекту, были построены графики, которые аппроксимируются параболическими зависимостями (рис. 2) и определено соотношение нефть/вода (табл.).

Таблица

Значения аномалий для правой части структуры

Параметр	АЗ №3		АЗ №5		АЗ №6	
	Аномалия, %	К по графику, %	Аномалия, %		Аномалия, %	К по графику,
$\rho_{k TE}$	-3,16	38,6	-6,63	$\rho_{k TE}$	-3,16	38,6
$\rho_{k TM}$	-3,91	32,3	-5,35	$\rho_{k TM}$	-3,91	32,3
$\rho_{k inv}$	-3,69	34,0	-5,93	$\rho_{k inv}$	-3,69	34,0
φ_{TE}	0,49	42,5	1,36	φ_{TE}	0,49	42,5
φ_{TM}	0,64	40,6	1,49	φ_{TM}	0,64	40,6
φ_{inv}	0,75	34,9	1,26	φ_{inv}	0,75	34,9
К среднее		37,1		К среднее		37,1

Из таблицы следует, что для Енгурайшорской рифогенной структуры наиболее перспективной на нефть является АЗ №6, соответствующая юго-восточной части рифогенного объекта. Именно эту часть структуры необходимо рассматривать как первоочередной объект для бурения.

Литература

1. Ингерев А.И. Применение электроразведочных методов при поисках залежей углеводородов//Записки Горного института. – СПб., 2005. – Т. 162. – С. 15 – 25.

ПЕТРОФИЗИКА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ А.С. Кутьина

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные разведанные запасы месторождений углеводородов Западной Сибири, и Томской области в частности, размещены в плитном комплексе. При этом коллекторы нефти и газа, а также флюидные экраны являются терригенными образованиями. На конкретных месторождениях и для региона в целом разработаны петрофизическое обеспечение и технологии интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС), ставшие основой «геофизического мышления» исполнителей.

В последнее время начинают привлекать внимание проявления углеводородов в палеозойском комплексе (в выступах фундамента), представленном на месторождениях Томской области преимущественно карбонатными образованиями. Петрофизические исследования карбонатных комплексов фундамента незначительны. Изучение опыта петрофизических и геофизических исследований других регионов, месторождения углеводородов которых локализованы в карбонатных коллекторах, является актуальной задачей.

В настоящей работе излагаются результаты сравнительного анализа петрофизики карбонатных коллекторов Юрубчено-Тохомского (Красноярский край), Баганского (Краснодарский край) и Чкаловского (Томская область) месторождений углеводородов, выполненного с целью совершенствования интерпретации данных ГИС на месторождениях Томской области.

Сравниваемые месторождения имеют общие и отличительные черты, в том числе и в сравнении с месторождениями в терригенных комплексах, в качестве эталона которых взят пласт Ю1 того же Чкаловского месторождения.

Коллекторы сравниваемых месторождений сложены известняками, доломитами, доломитизированными известняками. Пустотное пространство коллекторов представлено, в основном, вторичной пористостью - это трещины, каверны. Межгранулярная пористость, являющаяся приоритетной в случае терригенных коллекторов, в карбонатных коллекторах играет второстепенную роль. Общим для сравниваемых месторождений является и комплекс петрофизических исследований коллекторов, просто на месторождениях Томской области объемы этих исследований незначительны.

Общей чертой карбонатных и терригенных коллекторов, по крайней мере изученных месторождений, является проблема их глинистости. Глины ухудшают фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов и одинаково изменяют их петрофизику. Правда, в отличие от терригенных коллекторов, оценка глинистости карбонатных коллекторов по данным каротажа естественной гамма-активности (ГК) и нейтронного каротажа (НКТ) более точна, так как карбонаты несравненно более чистые в отношении водородосодержания и радиоактивных элементов, чем песчаники и алевролиты.

Различие между месторождениями заключается в различных флюидных и термодинамических режимах пластов. По сравнению с двумя другими месторождениями в карбонатных коллекторах, Чкаловское месторождение характеризуется более низкой минерализацией пластовых вод (60 г/л в сравнении с 150 г/л на Багамском) и более высокими пластовыми температурами (118^oC в сравнении с 65^oC) и давлениями (45 МПа в сравнении с 25 МПа на Багамском). Это различие должно отражаться в технологиях ГИС на месторождениях.

Наблюдается различие и в применяемых комплексах ГИС. Судя по опыту работ на Юрубчено-Тохомском и Баганском месторождениях, оптимальный комплекс ГИС при изучении залежей углеводородов в карбонатных коллекторах включает: ГК, НКТ, АК (акустический каротаж), ГГКп (плотностной гамма-гамма каротаж), ИК (индукционный каротаж), БК и МБК (боковой и микробоковой каротаж). Как видим, в комплексе отсутствует ПС (метод самопроизвольной поляризации), который в терригенном разрезе наиболее функционально нагружен и информативен. В целом, при изучении карбонатного разреза приоритетными являются радиоактивные методы, а при изучении терригенного разреза – электрические. На Чкаловском месторождении комплекс ГИС при изучении карбонатных коллекторов оказался не полным, отсутствует ГГКп и не во всех скважинах проведен АК, что является данью «терригенной традиции».

Различие терригенного и карбонатного разрезов наиболее ярко проявляется в корреляционных зависимостях между базовыми параметрами коллектора – пористостью и проницаемостью (табл.). Главные отличия: а) проницаемость карбонатного коллектора мало зависит от его пористости (низкие значения достоверности аппроксимации); б) при близких проницаемостях карбонатные коллекторы обладают значительно меньшей емкостью (пористостью). Очевидно, что высокая проницаемость малопористых карбонатных коллекторов связана с их низкой гидрофильностью, а также с типом порового пространства – трещины и каверны, в то время как у гидрофильных терригенных коллекторов преобладает межгранулярная пористость.

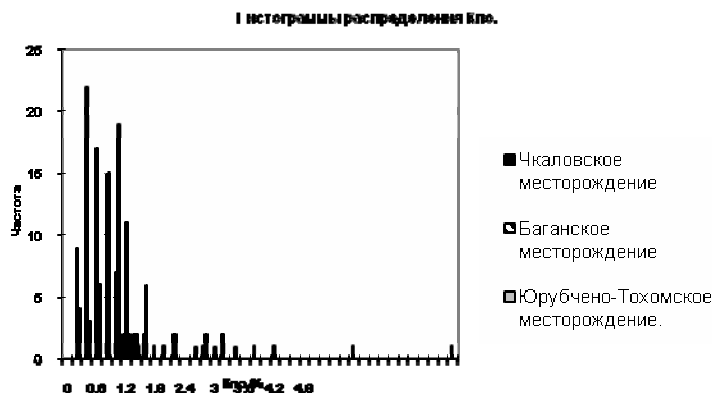


Рис. 1. Гистограммы распределения значений коэффициента открытой пористости карбонатных коллекторов сравниваемых месторождений.

Петрофизические свойства карбонатных коллекторов несколько различны у сравниваемых месторождений. На рис.1 видно различие по пористости. Самой низкой пористостью обладают коллекторы Баганского месторождения, самой высокой – карбонатные коллекторы Чкаловского месторождения. Эти месторождения различаются и по структуре порового пространства, о чем можно судить по данным капиллярметрии. Кривые капиллярного давления карбонатных коллекторов Чкаловского месторождения сдвинуты по оси водонасыщенности в область низких значений и относительно кривых терригенных коллекторов этого месторождения, и относительно кривых капиллярного давления карбонатов Баганского месторождения. Иными словами, карбонатные коллекторы Чкаловского месторождения, кроме повышенной пористости, отличаются также преобладанием в поровом пространстве крупных пор (каверн).

Таблица
Корреляционные связи в системе «пористость – проницаемость» для терригенных и карбонатных коллекторов Чкаловского месторождения

Тип коллектора	Разрез скважины	Интервалы изменения		Уравнение регрессии	R2
		Кп, %	Кпр, мД		
Терригенный	26	14-18	1-100	$K_{np} = e^{20.7 K_n}$	0,74
Карбонатный	45	1-8	1-100	$K_{np} = 23.6 \ln K_n + 0.44$	0,12

Разная структура порового пространства карбонатных коллекторов Чкаловского и Баганского месторождений проявилась и в различии их электрических моделей пористости и нефтенасыщенности, о чем можно судить по данным рис.2 и нижеприведенным уравнениям для параметра насыщения (Pн):

$$P_n = 1.33 \cdot K_v^{-2.51}, R_2 = 0,68 \text{ – Баганское месторождение;}$$

$$P_H = 1.63 \cdot K_v^{-1.84}, R^2 = 0.74 \text{ – Чкаловское месторождение (карбонатный разрез);}$$

$$P_H = 1.1 \cdot K_v^{-1.82}, R^2 = 0.98 \text{ – Чкаловское месторождение (терригенный разрез).}$$

В зависимостях P_H от открытой пористости и P_H от коэффициента водонасыщенности (K_v) карбонатные коллекторы Чкаловского месторождения отличаются от таковых Баганского меньшими значениями коэффициентов, определяющих чувствительность электрических параметров коллектора к его пористости и флюидонасыщенности (меньший наклон линии регрессии на рис. 2). Различие наиболее существенно в области низкой пористости и высокой нефтенасыщенности.

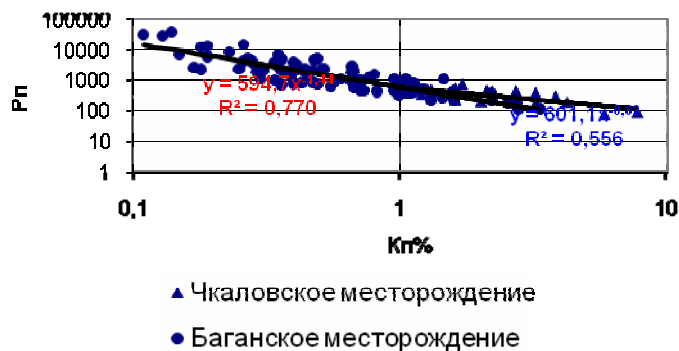


Рис. 2. Модели электрического параметра пористости (P_H) карбонатных коллекторов сравниваемых месторождений

Судя по вышеприведенным уравнениям, влияние структуры порового пространства (наличие каверновой пористости) в электрических параметрах карбонатного коллектора проявляется так же, как глинистость терригенного: по электрическим моделям терригенные и карбонатные коллекторы Чкаловского месторождения отличаются меньше, чем карбонатные коллекторы сравниваемых месторождений.

Таким образом, практически все петрофизические отличия карбонатных коллекторов от терригенных обусловлены тремя факторами. Это - плотная, нерадиоактивная и не содержащая водорода матрица, низкая гидрофильность, трещинная и каверновая вторичная пористость. Карбонатные коллекторы Чкаловского месторождения имеют лучшие ФЕС из сравниваемых месторождений.

РАСПОЗНАВАНИЕ ТИПОВ ПОРОДЫ МЕТОДОМ ФУРЬЕ СПЕКТРОСКОПИИ

А.В. Лончин

Научный руководитель доцент профессор М.Ю. Катаев

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники,
г. Томск, Россия

В статье рассматривается подход распознавания типов породы по спектрам излучения, полученными инфракрасным (ИК) Фурье-спектрометром. Приводится описание методики и некоторые результаты численного моделирования.

Известно, что функция Планка, определяющая излучение нагретого тела, представима выражением:

$$B(\nu, T) = \frac{2hc^2\nu^3}{\exp\left\{\frac{hc\nu}{kT}\right\} - 1},$$

где T - температура, ν - частота и постоянные $hc/k = 1.43380$, $2hc^2 = 1.19089 \cdot 10^{-12}$.

Измеряемый сигнал ИК Фурье спектрометра представим в форме:

$$Ls = (1 - \tau_{at})B(T_{atm}) + \varepsilon B(T_{surf})\tau_{at}, \tag{1}$$

здесь τ_{at} , $B(T_{atm})$, ε , $B(T_{surf})$, τ_{at} - пропускание атмосферы, функция Планка для температуры воздуха T_{atm} , коэффициент излучения поверхности, функция Планка для температуры поверхности T_{surf} .

Пропускание атмосферы записывается в виде:

$$\tau(\nu) = \exp\{-L \cdot \alpha(\nu)\}$$

здесь L - длина трассы, коэффициент ослабления атмосферы и α - коэффициент ослабления атмосферы за счет поглощения газами и рассеяния на аэрозолях.

На рисунке 1 приведена предполагаемая схема измерений. Фурье-спектрометр располагается над поверхностью Земли на расстоянии примерно 1 м.

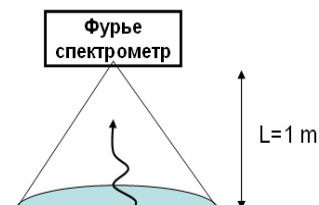


Рис. 1. Предполагаемая схема измерений

Если L длина трассы мала, то пропускание атмосферы стремится к 1 (*при* $L \rightarrow 0 \quad \tau(\nu) \approx 1$), тогда сигнал измеренный будет функцией только коэффициента излучения:

$$Ls = \varepsilon B(T_{surf})$$

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^N s_i \varepsilon_i \quad (2)$$

где ε_i – спектры излучения типов пород, определяющих сигнал спектрометра (попадающих в поле зрения прибора) и s_i – площади занимаемые типами пород.

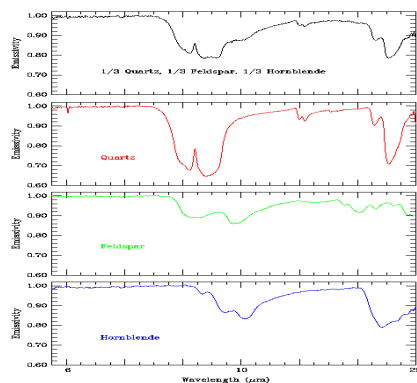


Рис. 2. Суммарный спектр излучения содержащий несколько компонент: компонент 1 (Кварц), компонент 2 (полевой шпат), компонент 3 (сфалерит)

[fossiliferous limestone, purple-banded sandstone]),

Manmade (construction concrete, aluminum, asphalt, red brick, copper, pine wood, terra cotta tiles, roofing shingle),

Soils (white gypsum dune sand, brown loam, silty loam, sandy loam, loamy fine sand, grayish brown silty loam),

Vegetation (conifer, deciduous, dryglass, grass).

Предлагаемая методика.

1. Спектр излучения поверхности рассчитывается как произведение функции Планка при заданной температуре почвы и суммы спектров излучения (формула 2).

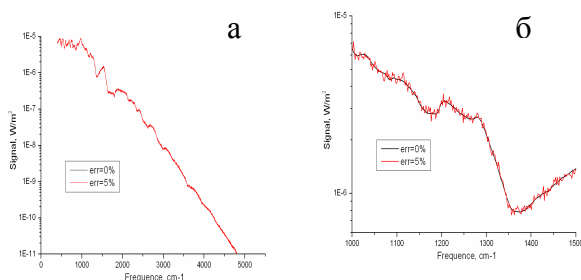


Рис. 4. Суммарный спектр излучения, рассчитанный по формуле 2 для уровня шума измерений =0 (рис. а) и 5% (рис. б – увеличенный фрагмент части спектра а)

суммарный спектр излучения (для расчета выбрано 7 спектров), который определяет сигнал Фурье-спектрометра. Этот спектр приведен на рис. 4.

Далее из суммарного спектра удалялось влияние функции Планка (нами считалось, что температура поверхности определяется точно). Остаток представляет собой суммарный коэффициент излучения типов пород. Этот остаток сравнивался с различными сочетаниями спектров (перебор спектров) из базы спектров. Результат работы

На рис. 2 приведен суммарный спектр излучения поверхности, содержащий три вещества (кварц, полевой шпат и сфалерит), а также спектры отдельных компонент.

Из рис. 2 видно, что суммарный спектр, в принципе, несет информацию о каждом из компонент, составляющих суммарный спектр. Идея предлагаемого подхода состоит в том, чтобы по измерениям суммарного спектра и известным спектрам отдельных веществ распознавать (иначе классифицировать) типы пород, определяющих спектр.

Нами для моделирования была выбрана база спектров излучения ASTER. Эта база использовалась в США для тестирования алгоритмов марсианской программы по применению прибора Miniature Thermal Emission Spectrometer для распознавания типов пород на Марсе. База данных ASTER спектров излучения поверхностей содержит около 1300 спектров, разбитых на пять групп:

Minerals (arsenate, borate, carbonate, halide, inosilicate, oxide, phosphate, sorosilicate, sulfide, tungstate),

Rocks (igneous [augite-hypersthene andesite, basalt, norite], metamorphic [garnet gneiss, mica schist], sedimentary

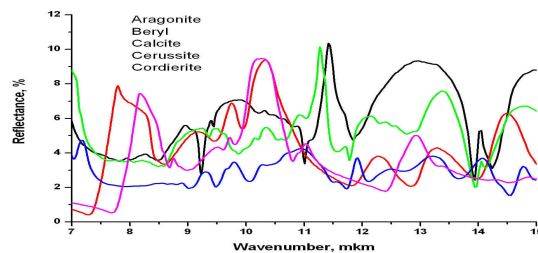


Рис. 3. Выбранные спектры излучения одной из групп базы спектров

2. Предполагается, что в области обзора прибора, на поверхности каждый тип поверхности занимает одинаковую площадь.

На рис. 3 приведены отдельные спектры излучения некоторых типов пород из базы спектров ASTER. Видно, что каждый из спектров излучения является характерным, однако в некоторых спектрах, на отдельных участках длин волн присутствуют схожие фрагменты спектров. На основе расчета по формуле 2 получается

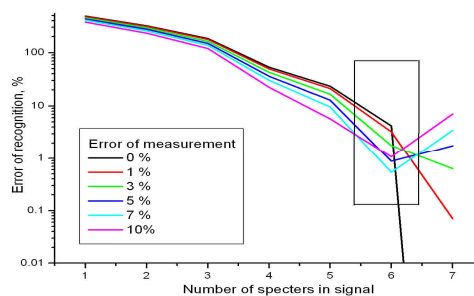


Рис. 5. Результаты распознавания количества типов пород

алгоритма распознавания приведен на рис. 5.

Из рисунка 5 видно, что наименьшая ошибка распознавания наблюдалась при количестве спектров в суммарном спектре равном 6 и 7. При ошибке измерений равной нулю, распознавание проходит уверенно и все типы пород, и их количество классифицируются точно. При увеличении ошибки до 5 % классификация нарушается и алгоритм находит в суммарном спектре не 7, а только 6 спектров.

Отметим, что это первые шаги по применению данных измерений Фурье-спектрометром в задачах геологии и геофизики. Нами планируется разработать алгоритм по определению типов пород при различных занимаемых ими площадях, что позволит продумывать технологии применения подхода в реальной геофизической работе.

ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО КОМПЛЕКСНЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

А.А. Лукин

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная работа посвящена исследованию горизонтальной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Проблема заключается в отсутствии недорогой и доступной методики определения направления и величины анизотропии ФЕС. В настоящее время существуют ряд методик, но все они весьма затратные или требуют материалы, которые невозможно получить при начальных стадиях разработки, хотя их надёжность нельзя переоценить. В нашей работе разрабатывается и проверяется экспресс методика нахождения характеристик анизотропии ФЕС при использовании доступных первичных данных ГИС.

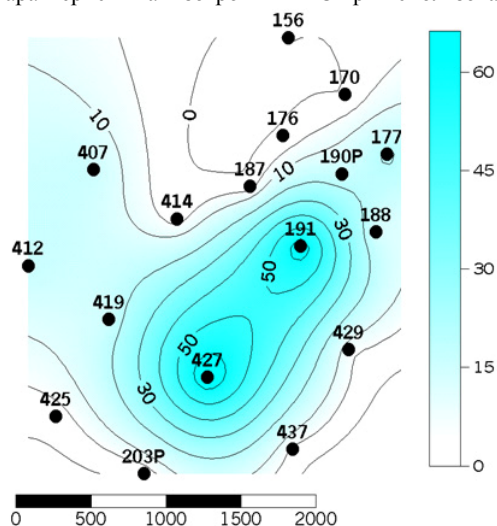


Рис. 1. Карта проницаемости исследуемого участка [6]

В общем случае горизонтальную анизотропию определяют как неодинаковое распределение свойств горных пород в различных направлениях в горизонтальной плоскости [10]. В зависимости от типа коллектора различают две основные причины возникновения горизонтальной анизотропии проницаемости. Для трещинного коллектора – это анизотропия напряжений, которая обуславливает предпочтительную ориентацию трещин. Анизотропия порового коллектора связана с процессами осадконакопления, которые определяют предпочтительную ориентацию частиц осадочной породы и асимметричную структуру порового пространства.

Ученым уже давно известно, что анизотропия в значительной мере влияет на гидродинамические процессы, протекающие в пласте, и неучет данного параметра снижает эффективность разработки месторождения. Подтверждение этого факта можно найти в трудах не только российских учёных, но и зарубежных [1, 3, 5, 8].

Использование разрабатываемой методики поможет в создании оптимальной сетки расположения добывающих и нагнетательных скважин на ранних стадиях разработки, а так же определение скважин на ГРП или

остановку на более поздних стадиях. Это поможет сэкономить массу средств нефтедобывающим компаниям и повысить эффективность разработки месторождений.

В настоящее время для определения направления и величины анизотропии коллектора в скважине используют метод гидропрослушивания [2, 4]. Однако гидропрослушивание – это дорогостоящая, очень длительная в случае относительно низкопроницаемых нефтяных коллекторов процедура, которая применяется в исключительных случаях. В ряде условий могут использоваться процедуры, основанные на индикаторных методах, дающих оценку направления и времени преимущественных перетоков флюидов в пласте. Но эти исследования также достаточно длительны, относительно дорогостоящи и требуют остановки процесса добычи. Главная особенность данных методов состоит в том, что они надежно реализуются лишь на поздней стадии разработки месторождения при интенсивном обводнении продукции, а в случае применения радиоактивных изотопов требуются меры повышенной безопасности. Относительно недавно была разработана методика для определения анизотропии, основанная на картировании проницаемости коллектора [1]. На базе её родилась новая методика, суть которой состоит в непосредственном картировании данных методов ГИС, и по полученным результатам находить не только направление анизотропии ФЕС, но и её величину. Разрабатываемая методика имеет ряд преимуществ по сравнению с базовой методикой. Первое: данные ГИС имеются не только для разведочных скважин, но и для эксплуатационных, что позволяет более точно строить карты. Второе: сама методика определения проницаемости включает в себя множество допущений и поправок, что определено вносит свою погрешность, а при работе с каротажными данными мы работаем с первоисточником. Третье: разрабатываемая методика не требует лабораторных исследований керна, что значительно снижает её стоимость. Все эти преимущества положительно отличают её от прочих методик.

Для исследований было выбрано четыре метода, имеющие различную физическую природу и связаны с разным петрофизическими параметрами. ИК – характер насыщения, НКТ – пористость, ПС/ГК –

песчаность/глинистость. Все эти методы входят в стандартный комплекс, и поэтому поиск их не вызвал затруднений.

Методика отработывалась на Крапивинском месторождении. Выбор не случаен. Месторождение хорошо изучено и имеются данные определения анизотропии по ориентированному керну, которые можно брать за эталонные. Так как Крапивинское нефтяное месторождение относится к типичным месторождениям Западной Сибири, то предлагаемая методика может использоваться и на других месторождениях.

Исследование проводилось при использовании данных по хорошо изученному участку, включающему 13 скважин. Объектом изучения стал пласт $Ю_1^3$, средняя мощность которого составляет 20 м. Нефтеносный пласт сложен юрскими кварцевыми песками, сформированными в прибрежно-морской обстановке осадконакопления [9]. Такие песчаные тела, как правило, анизотропны ввиду предпочтительной ориентации зерен кварца, обусловленной волноприбойной деятельностью моря. Так же известно, что проницаемость в пласте меняется в значительных пределах по разрезу. По этой причине мощность пласта в каждой скважине разбивалась на 10 интервалов. Затем в выделенных интервалах находились средние значения поля и именно по ним строили карты изолиний для каждого интервала. Данный подход так же обоснован с геологической точки зрения, т.к. считается, что осадконакопление отложений пласта $Ю_1^3$ происходило в едином бассейне.

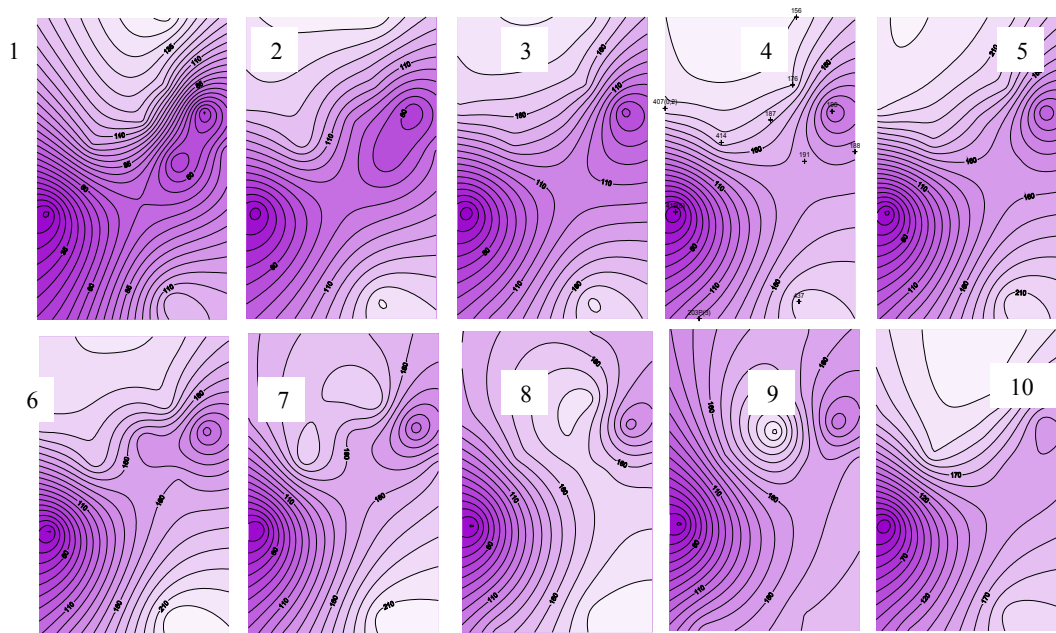


Рис. 2. Интервальные карты электрической проводимости (см. методику), 1÷10 интервалы сверху вниз по продуктивному пласту $Ю_1^3$

В результате было построено 10 интервальных карт для каждого метода (ИК, НКТ, ГК, ПС). За эталонную карту в анализе результатов была принята карта проницаемости (рис. 1). Анализ всех построенных карт проводится по схеме: сравнение карт параметров методов ГИС с картой проницаемости на данном участке, и по интервальным глубинам. На рис. 2 приведен пример карт, построенных по данным индукционного каротажа. Как из них видно, все они повторяют направление вытянутости поля проницаемости, и как следствие - его анизотропию. Карты НКТ и ПС имеют так же достаточно хорошую корреляцию с картой проницаемости. В свою очередь, карты ГК имеют отличную структуру от всех других карт, но заявлять о том, что естественное радиационное поле не связано с общей анизотропией, утверждать нельзя. При построении карты общего градиента видно, что он точно совпадает с направлением анизотропии ФЕС [7]. Совпадение это или закономерность - утверждать рано, что будет предметом дальнейших исследований.

Основные выводы:

1. Направления фильтрационной анизотропии коллекторов совпадают с соответствующими направлениями пространственной неоднородности значений ИК, НКТ, ПС а так же ГК.
2. В коллекторе $Ю_1^3$ ориентировка наилучшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинений частиц.
3. Анализ построчных карт геофизических параметров в пределах коллектора по данным ГИС позволяют надежно прогнозировать направление анизотропии.

Литература

1. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs, San Juan Basin, paper SPE 60295, 2000, – 12p.
2. Chen Her-Yuan, Hidayati D. T., Lawrence W. T. A Quick Method to Diagnose Flow Anisotropy Using Pressure Interference Data, paper SPE 60290, 2000.– 10 p.

3. Gatens J.M., Lee W.J., Hopkins C.W., Lancaster U. E. The Effect of Permeability Anisotropy on the Evaluation and Design of Hydraulic Fracture Treatments and Well Performance, paper SPE 21501, 1991. – 12 p.
4. Her-Yuan Chen, Lawrence W. Teufel A Quick Method to Determine Permeability-Anisotropy Orientation From Interference Testing, paper SPE 84090, 2003.– 12 p.
5. Spath J., McCants S. Waterflood Optimization Using a Combined Geostatistical - 3D Streamline Simulation Approach: A Field Example, paper SPE 38355, 1997. – 12 p.
6. Wannell M.J., Coney N.M., Halford F.R. The Use of a New Technique To Determine Permeability Anisotropy, paper SPE 26801, 1993. –7p.
7. Лукин А.А. Использование методов ГИС для оценки анизотропии фильтрационных свойств коллекторов/Труды Десятого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск; Изд-во ТПУ, 2006. – С. 136-138.
8. Исказиев К.О. Исследование влияния фильтрационной анизотропии на разработку неоднородных коллекторов нефти и газа: Автореферат. Дис...канд. г. - м. наук. - Томск, 2006. – 24с.
9. Конторович А.Э. Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «ТомскНефть» в Томской области. :Отчет по дог. № ИЦЮ-0140/200 от 3.07.2000г. – Новосибирск. – 369 с.
10. Физический энциклопедический словарь/Под. Ред. Д.М. Алексеева и др. –М.: Сов. энциклопедия, 1983. – 928 с.

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕУЧТЕННОГО ПАРАМЕТРА УЭС В НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

И.А. Мельник¹

Научный руководитель профессор Л.Я. Ерофеев²

¹*Томский филиал Федерального государственного унитарного предприятия Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья, г. Томск, Россия*

²*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Известно, что удельное электрическое сопротивление (УЭС) нефтенасыщенных пластов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) определяется минерализацией, степенью насыщения нефтью, температурой и пористостью изучаемых коллекторов. К тому же, на УЭС пласта могут влиять токопроводящие полупроводниковые минералы, находящиеся в структуре твердой фазы породы [1]. При определении, по данным ГИС, характера насыщения пород-коллекторов пласты, с низким УЭС (менее 5,5 Ом), интерпретируются как водонасыщенные. Хотя известно немало случаев, когда в низкоомных пластах получают притоки безводной нефти и подобные несоответствия УЭС объясняются присутствием в породе железистых полупроводниковых минералов (пирит, хлорит и т.д.) [2]. В данном случае, при разведке и подсчете запасов углеводородов (УВ), учет влияния токопроводящих минералов на электрическую проводимость пласта становится актуальным.

Теоретической предпосылкой решения данной проблемы послужили работы, проведенные следующими авторами (Ф.Я. Боркун, г. Тюмень; А.В. Ежова, г. Томск) по изучению влияния содержания железистых минералов на УЭС [3]. В свою очередь, исследования авторов [4] о возможности влияния железа на УЭС определили тот факт, что низкоомность коллектора может быть связана не только с железом, но и с калием (деградированные гидрослюды). Для этой цели был разработан программный метод, основанный на математическом моделировании взаимодействия нейтронов и гамма - квантов с веществом горной породы, что позволяет (используя показания НКТ либо НГК, ГК, ПС, данных общей пористости и плотности) определять железо с достаточно высокой точностью [5].

Известно, что нейтронные методы хорошо коррелируют с водородсодержанием, вследствие аномально замедляющих способностей водорода (малое отличие масс нейтрона и ядра водорода). Поэтому, при увеличении пористости, показания НК уменьшаются. Если смоделировать процесс взаимодействия излучения с веществом, при этом учесть влияние водорода и плотности то появляется возможность определить коэффициент влияния химических элементов на показание НК.

Таблица

Элемент	Кларк (Cic)	Q	QCic	s, %	Элемент	Кларк (Cic)	Q	QCic	s, %
B	0,0040	462,000	1,848	41,7	K	1,3000	0,307	0,399	7,4
Na	1,5000	0,140	0,210	1,7	Ca	3,9000	0,066	0,257	1,9
Mg	1,0000	0,016	0,016	0,2	Ti	0,1500	0,800	0,120	3,2
Al	2,5000	0,053	0,133	3,0	Mn	0,0100	1,411	0,014	1,6
Si	36,8000	0,037	1,362	1,9	Fe	1,0000	0,332	0,332	22,5
S	1,0000	0,103	0,103	-	Sm	0,0003	176,00	0,056	1,0
Cl	0,0100	3,120	0,031	5,3	Gd	0,0004	1535,100	0,614	8,7

Длина замедления быстрых нейтронов - Ls и длина диффузии тепловых нейтронов - Ld для песчаника в большей степени зависит от общей пористости. Для коллекторов определяют - Ls=βW-g, а длину диффузии, зависящую и от минерализации пластовых вод, определяют полиномиальным уравнением Ld=f(M)W2-f'(M)W+h, где h, g, β - коэффициенты зависящие от литологии пласта (т.е. песчаник либо карбонат), а f(M) – функция минерализации. Плотность потока тепловых нейтронов, при исследовании НКТ, вычисляют согласно уравнению [6]:

$$N(r) = K [\exp(-r/Ls) - \exp(-r/Ld)] / [\Sigma(C)r(Ls^2 - Ld^2)] \quad (1),$$

где g - расстояние от источника быстрых нейтронов до детектора тепловых нейтронов; $\Sigma(C)$ - макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов в горной породе; K - калибровочный коэффициент. Макроскопическое сечение поглощения теплового нейтрона вычисляется по формуле:

$$\Sigma(C) = \rho N_A \sum_i \sigma_i C_i / A_i \quad (2),$$

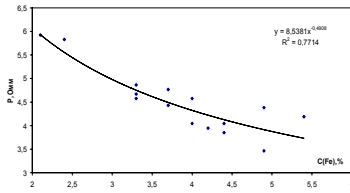


Рис. 1. Сопоставление УЭС пласта с концентрацией железа

концентрации химических элементов подставляют в уравнение (2) и по формуле (1) вычисляют значение $N(r)$, где коэффициент $K = N/N(r)$. В коллекторе, в первом приближении, водородсодержание породы пропорционально общей пористости.

Теоретический анализ показал, что влияния различных химических элементов на показание НКТ могут сильно отличаться (табл.). Коэффициенты влияния самого элемента - $Q = \Delta N(r) / \Delta C_i$ и коэффициенты влияния кларка - QC_i определяют такие элементы с максимальным влиянием как В, Gd, Cl, K, Ti, Ca, Fe и Si. Точность программного определения железа в большей степени зависит от значительных изменений концентраций В, Gd, Cl, K, Ti в горной породе по отношению к кларку в виду их аномальных ядерно-физических свойств. В песчаниках, являющимися коллекторами, изменения концентрации данных элементов относительно изменения глинистости и карбонатности незначительны, что, в свою очередь, позволяет проводить данные исследования с высокой точностью т.к. железо, в отличие от перечисленных элементов (кроме бора), может значительно менять свою концентрацию. В последнем столбце таблицы показаны коэффициенты отклонения химических элементов - s_i , характеризующие меру отклика нейтронного метода на изменение концентрации химических элементов (по аналогии с функцией отклика детектора). Они вычисляются по формуле:

$$s_i = 100 \times \varphi_i Q_i / \sum_i \varphi Q,$$

где φ_i - стандартное отклонение концентрации i -го элемента в песчанике, определяющее степень разброса содержания данного элемента вдоль разреза скважины исследуемого пласта (отклонение отражает химическую активность элемента). Коэффициент корреляции между аналитическим и программным определением содержания железа более $>0,8$. Что подтверждает высокую точность предложенного метода. Далее проводят корреляционный анализ зависимости УЭС от содержания железа, либо калия исследуемого пласта, и если корреляция проявляется только в определенном пропластке, то вычисляют неучтенное УЭС только для данного пропластка.

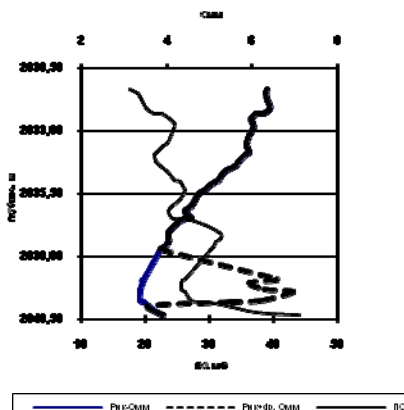


Рис. 2. Зависимость УЭС пласта по глубине и неучтенный вклад УЭС железа

Известна эмпирическая зависимость УЭС от концентрации химических элементов, образующих ионную, электронную и поляризационную проводимости:

$$\rho = nC - \alpha.$$

В этом случае n - среднее УЭС пласта, при отсутствии в нем влияния соответствующих элементов на УЭС, а для песчаников степенной параметр - α зависит, прежде всего, от открытой пористости $\alpha = f(W)$. Анализ полученных результатов выявил линейную зависимость $f(W) = \pm aW + b$, где a и b эмпирические статистические коэффициенты.

Следовательно, неучтенное удельное электрическое сопротивление определяется по формуле:

$$\Delta \rho = t(n-p) = t n(1-C-\alpha).$$

Среднее УЭС пласта - n будет зависеть от

средней пористости - \bar{W} , минерализации - M пластовой воды и температуры - T , поэтому можно

записать формулу зависимости неучтенного УЭС от концентрации железа:

$$\Delta \rho = t \bar{W} - x M - i \exp(j/T) [1 - C \pm aW + b], \quad (3)$$

где t, x, i, j, a, b - эмпирические коэффициенты.

Совместно с ОАО «СибНИИМП» г. Тюмень, были проведены исследования влияния железа и калия на низкоомность коллектора и их определение по данным НКТ. Изучены объекты на нескольких месторождениях, в качестве примера показан низкоомный пласт одного из исследованных месторождений Западно-Сибирской провинции. Изучался низкоомный песчаник в интервале 2831.34-2840.36 м. Проведены петрофизические исследования на общую пористость, плотность и нефтенасыщенность. Нефтенасыщенность с глубиной

возрастает. По результатам литолого-минералогических исследований выявили процесс хлоритизации данного интервала. Затем, используя уравнения (1) и (2) по выше предложенной методике определили концентрацию железа и, применяя корреляционный анализ зависимости железа и показания индукционного каротажа (ИК), выделили интервал 2837,6-2839,9 м со средним значением $\langle \rho_{ик} \rangle = 3,5$ Ом, где проявилась зависимость УЭС от содержания железа (рис. 1). Далее, применив уравнение (3) в выделенном низкоомном интервале вычислили неучтенное УЭС, среднее значение которого $\langle \Delta \rho \rangle = 3,6$ Ом. Видно, что понижение УЭС выделенного пропластка связано с железом, и минимальное значение удельного сопротивления совпадает с максимумом неучтенного УЭС (рис. 2). В свою очередь, исследования показали то, что калий тоже коррелирует с сопротивлением данного интервала и среднее значение низкоомного интервала равно: $\langle \rho \rangle = \langle \rho_{ик} \rangle + \Delta(\rho_K) + \Delta(\rho_{Fe}) = 8,4$ Ом.

Построенная математическая модель взаимодействия нейтронного потока с изучаемым интервалом горной породы позволяет адекватно оценивать содержания железа и калия, эффективно и с наименьшими затратами определять неучтенные параметры удельного сопротивления пласта, что, в свою очередь, повышает вероятность обнаружения нефтегазовых пластов и увеличивает точность определения при подсчете запасов УВ сырья.

Литература

1. Петрофизика/ Кобранова В.Н. - М.: Недра, 1986. - 392 с.
2. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов//Нефтяное хозяйство. – 2001 - №9 - С.18-21.
3. Ежова А.В. Методы определения нефтенасыщенности низкоомных коллекторов на месторождениях Западно-Сибирской провинции// Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006 - С.153-157.
4. Мельник И.А., Питкевич В.Т., Семенов В.В., Сокова К.И., Солонин А.М. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала//Геофизика. – 2006 - №2 - С. 42-47.
5. Мельник И.А. Анализ возможности определения концентрации элементов по данным НГК/30 лет на службе Томской геологии. – Томск: Изд-во СНИИГГиМС, 2002. – С. 132-135.

АЭРОМАГНИТНАЯ СЪЕМКА ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Д.Ю. Расковалов

Научные руководители профессор Л.Я. Ерофеев, доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важным качеством геофизической информации является ее объективность. В силу этого результаты детальных и точных геофизических съемок могут быть многократно использованы, в первую очередь при изменении задач исследования, появлении дополнительной геологической информации, при совершенствовании моделей объекта исследования и приемов интерпретации геофизических данных. В настоящей работе излагается концепция использования результатов ранее проведенных геофизических работ при оценке нефтегазоносности юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (в границах Томской области).

Исследуемая территория характеризуется очень хорошей изученностью геофизическими съемками. Вся площадь покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000 и наземной гравиметрической съемкой 1:200 000 (Е.М. Звягин, Б.С. Барулин, В.П. Повадатор и др.).

Вместе с тем вопрос о поисково-прогнозной информативности аэромагнитного и гравитационного полей на территории Западной Сибири не решен и его решение не очевидно. В соответствии с особенностью физико-геологического разреза и отчасти технологии измерений (наблюдения с самолета в магниторазведке) в гравитационных и магнитных полях отражается не структура и петрофизические неоднородности осадочного чехла, как бы нам хотелось, поскольку месторождения углеводородов локализованы в нем, а структура (поверхность) и петрофизические неоднородности фундамента. Следовательно, должен быть решен вопрос, кроме всего прочего, об унаследованности развития чехлом состава и структуры фундамента, и, возможно, об унаследованности чехлом нефтегазоносности фундамента.

Для выяснения принципиальной возможности решать поисково-прогнозные задачи по результатам геофизических съемок мы сопоставили (путем простого наложения информации) гравитационные и магнитные поля с контурами известных месторождений Западной Сибири (в масштабе 1:2 500 000) и Томской области (в масштабе 1: 1 000 000) [1, 2]. В полном объеме такое сопоставление сделано для магнитного поля. Опубликованные материалы (Богачев, 1996; Бембель, 2003) позволяют выявленные закономерности переносить на гравитационное поле, хотя в гравитационном поле петрофизические неоднородности чехла отражаются в большей степени, чем в магнитном поле, а породы фундамента менее дифференцированы по плотности, чем по намагниченности.

Выявлены следующие закономерности.

Во-первых, месторождения углеводородов закономерно отражаются в магнитном и гравитационном полях, узнаваемо изменяя структуру этих полей [1, 2]. Иными словами, размещение месторождений в осадочном чехле связано с составом (через плотность и намагниченность) и структурной поверхности фундамента. В ряде случаев, например для Уренгойского газового месторождения, контуры геофизической аномалии и контуры месторождения настолько совпадают, что создается обманчивое впечатление, что источником аномалии (в данном случае магнитной) является само месторождение.

Во-вторых, характер отражения месторождений углеводородов в физических полях, по крайней мере в магнитном, зависит от крупности месторождения, его фазового состава, локализации в породах определенного

стратиграфического уровня, расположения относительно структур преимущественно первого порядка. Так, газовое и газоконденсатное Лугинецкое и Мыльджинское месторождения локализованы в градиентной зоне магнитного поля, закономерно искажая структуру этой зоны. Преимущественно однопластовые (пласт Ю1) нефтяные месторождения севера Каймысовского свода размещены исключительно в границах положительных магнитных аномалий, кольцом обрамляющих магнитный минимум. Месторождения Останинской группы, для которых характерна нефтеносность фундамента, локализованы в границах отрицательной магнитной аномалии, обрамленной (как и в случае с месторождениями севера Каймысовского свода) кольцом повышенного магнитного поля.

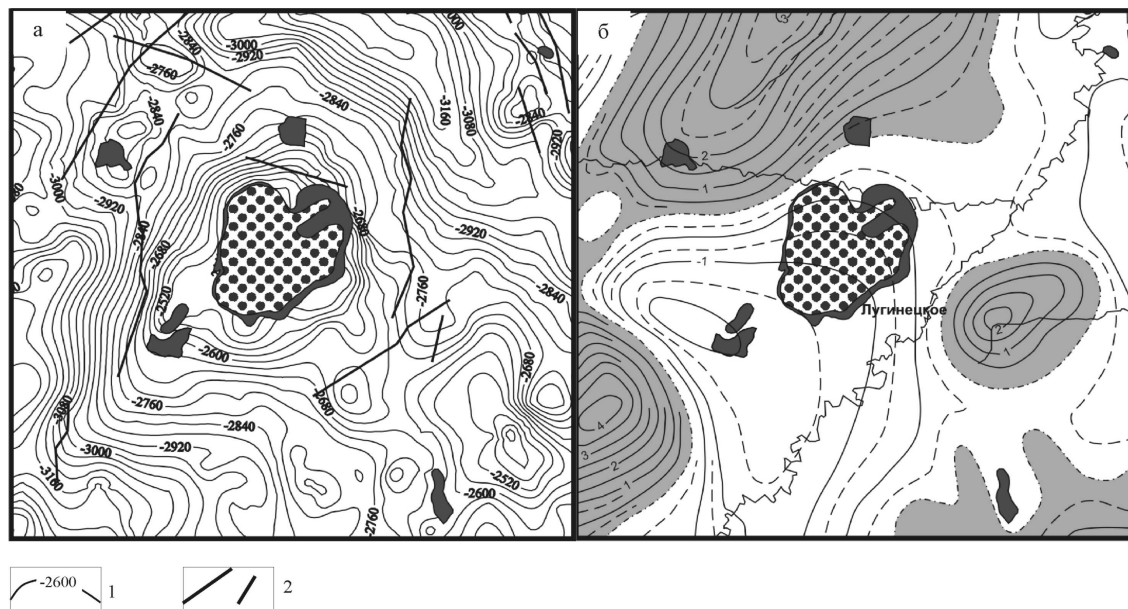


Рис. Лугинецкое газовое месторождение в структуре поверхности доюрского фундамента (а) и в магнитном поле (б). 1 – изогипсы отражающего горизонта; 2 – разрывные нарушения в юрских отложениях. Остальные условные обозначения на рис.

Из полученных результатов следуют основные положения концепции использования результатов ранее проведенных геофизических съемок при оценке нефтегазоносности новых территорий: а) гравитационные и магнитные поля, отражающие структуры и петрофизические неоднородности фундамента, несут в себе информацию о нефтегазоносности осадочного чехла; б) для использования геофизических признаков нефтегазоносности необходимо выявить критерии (геофизические, геоморфологические, геологические) районирования территорий по применимости прогнозно-поисковых геофизических признаков, а также уточнить и возможно расширить эти признаки по результатам анализа более детальных съемок; в) необходимо решить вопросы генетического плана, в частности, изучить природу аномалий геофизических полей, унаследованности процессов развития и нефтегазоносности системы «фундамент-осадочный чехол», а также генезиса месторождений углеводородов в целом. Это необходимо, поскольку отражение месторождений углеводородов в петрофизических неоднородностях фундамента не находит удовлетворительного объяснения известными геологическими причинами и гипотезами, а технологии поиска, разведки и эксплуатации месторождений строится, как правило, на определенных представлениях о генезисе месторождений.

Исследовать вопросы природы аномалий, ответить на вопросы: какие геологические процессы вызвали аномалии магнитного и гравитационного полей можно двумя путями.

Во-первых, использовать результаты опробования скважин, пробуренных до фундамента. Анализ этих исследований, в целом, подтверждает то, что можно предполагать из общетеоретических представлений. Высокоплотными и высокомагнитными образованиями доюрского фундамента являются пермо-триасовые габбро-долериты рифтовых зон (Колтогорско-Уренгойский рифт) и впадин (Нюрольская, Усть-Гымская), а также основные и ультраосновные (офиолитовая ассоциация) породы эвгеосинклинальных частей герцинской складчатой системы. Умеренной и низкой намагнитченностью и переменной плотностью характеризуются гранитоиды. Их петрофизическая дифференциация связана с различной формационной принадлежностью и степенью постмагматического изменения. Практически немагнитны и повышенно плотны известняки, в отличие от которых песчано-сланцевые образования имеют переменную и, чаще всего, пониженную плотность. Пользуясь названными признаками, можно проводить интерпретацию полей, неоднозначность которой понизится, если принимать во внимание также соотношения гравитационных и магнитных аномалий. Однако главные вопросы, в том числе и генетического плана, не могут быть в этом случае решены, так как отсутствуют данные о пространственных изменениях физических свойств пород.

Здесь же отметим одну закономерность, выявленную при изучении состава фундамента глубокими скважинами. Наиболее часто «подстилают» известные месторождения известняки, граниты, порфириды, песчано-сланцевые образования. Судя, например, по данным В.С.Суркова и др. (1986), граниты не являются столь распространенными образованиями фундамента, и их высокую встречаемость в фундаментах

месторождений можно расценивать как некоторую избирательную локализацию месторождений углеводородов Западной Сибири над гранитоидными массивами в фундаменте.

Во-вторых, для изучения петрофизической характеристики фундамента можно использовать геолого-геофизические и петрофизические закономерности складчатых систем, обрамляющих платформу. По геофизическим данным можно полагать, что структуры Кольвань-Томской и Калба-Нарымской складчатых зон, Кузнецкого Алатау имеют продолжение под осадочным чехлом юго-востока Западно-Сибирской плиты, а структуры Енисейского кряжа погружаются под породы плитного комплекса с востока. Учет также этой информации позволит поднять технологию интерпретации гравитационных и магнитных полей на необходимый для решения прогнозно-поисковых задач уровень.

В полной же мере использовать громадный поисково-прогнозный потенциал, содержащийся в результатах гравитационных и магнитных съемок и до настоящего времени не востребованно хранящийся в геологических фондах, можно лишь в случае решения вопроса: почему, собственно, месторождения углеводородов, локализованные в осадочном чехле, находят отражение в петрофизических неоднородностях фундамента?

Литература

1. Ерофеев Л.Я., Меркулов В.П., Номоконова Г.Г., Орехов А.Н., Рихванов Л.П. О технологии предварительного прогноза мест скопления углеводородов в восточных районах Томской области по геофизическим и геохимическим данным //Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Новосибирск: СНИИГГимС, 2004. – С.52-53.
2. Меркулов В.П., Номоконова Г.Г., Расковалов Д.Ю. Отражение месторождений углеводородов в региональном магнитном поле Западном //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы седьмой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004. – С.363-365.

О СВЯЗИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ С МАГНИТНЫМИ НЕОДНОРОДНОСТЯМИ ФУНДАМЕНТА

В.В. Серов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ петрофизических уравнений пласта Ю₁ месторождений Томской области, связывающих показания геофизических методов исследования скважин с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллектора, показывает, что коэффициенты в однотипных уравнениях, а также другие параметры пласта в различных месторождениях значительно отличаются. Причины и закономерности изменения коэффициентов не выяснены, что затрудняет объективную оценку их применимости. С другой стороны установлено, что месторождения углеводородов Западно-Сибирской плиты (ЗСП) закономерно локализованы относительно магнитных неоднородностей фундамента [1]. Газовые месторождения северной части ЗСП представленные гидродинамически связанными залежами массивно-сводового типа, выделяются локальными отрицательными аномалиями среди в целом положительного поля. Отрицательная магнитная аномалия фиксирует также границы нефтегазоносных районов. При этом сами нефтяные месторождения пространственно тяготеют к границе с положительными аномалиями, гораздо больше, чем это имеет место у газовых месторождений. Причины такой взаимосвязи не очевидны, поскольку магнитные аномалии образованы неоднородностями фундамента, а месторождения углеводородов локализованы в осадочном чехле. Вполне возможно, что частичное решение обоих проблем лежит в общей плоскости.

Исследование заключалось в сопоставлении коэффициентов петрофизических уравнений пласта Ю₁ (для определения пористости, проницаемости, глинистости различными геофизическими методами), а также его параметров (температура, минерализация пластовой воды, положение ВНК, критерии коллектора) месторождений Томской области с расположением этих месторождений в региональном магнитном поле, источником которого являются рельеф и магнитные неоднородности фундамента.

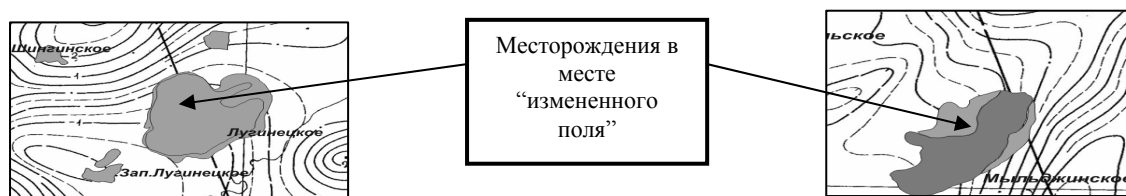


Рис. 1. Изображение положения в месте "измененного магнитного поля"

Если разделить месторождения на те, которые находятся преимущественно в положительных и в отрицательных частях магнитного поля, то получаются две основные группы месторождений: в положительном поле локализованы месторождения Оленье, Первомайское, Крапивинское, Малореченское, Зап. Катыльгинское, Федюшкинское, Калиновое, Чкаловское, Стрежевское, Ломовое, Карайское; в отрицательном - Среднеवासюганское, Приграничное, Онтонигайское, Мельдижское, Лонтань-Яхское, Герасимовское, Зап.Останинское, Лугинецкое, Средненюрольское, Северное, Нижнетабаганское.

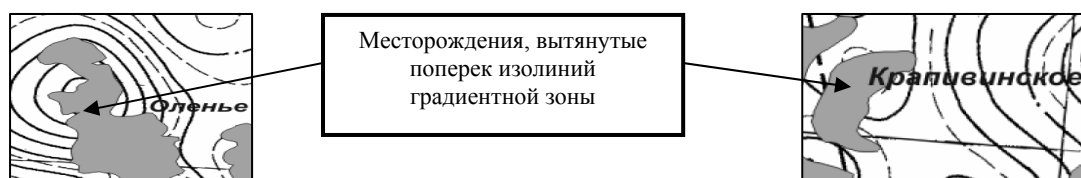


Рис. 2. Пример расположения месторождений в градиентной зоне, вытянутых поперек

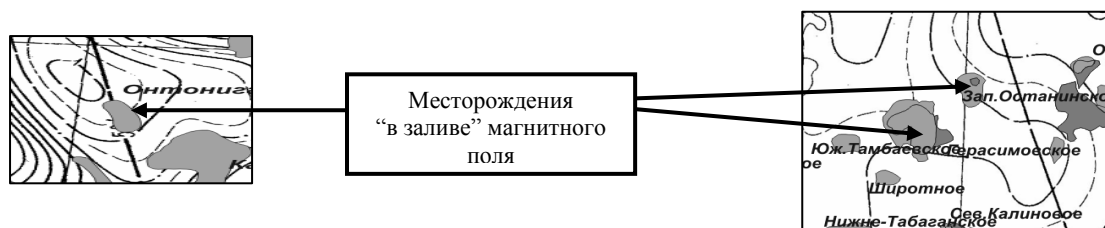


Рис. 3. Пример расположения месторождений в "заливе магнитного поля"

Месторождения в положительных частях характеризуются большей средней температурой (91,1 и 85,5 °С), меньшей минерализацией пластовой воды (35,8 и 39,5 кг/м³) и более низким уровнем ВНК (-2544 и -2352 м). По среднему температурному градиенту месторождения в положительных и отрицательных частях при таком разделении отличаются не сильно (3,59 и 3,64 °С/100м). Различаются коэффициенты в уравнениях, связывающих электрический параметр пористости R_p и коэффициент пористости K_p . Для "положительных" месторождений такое уравнение с усредненными коэффициентами имеет вид $R_p = 1,78 * K_p^{(-1,51)}$. Для "отрицательных" $R_p = 1,22 * K_p^{(-1,73)}$. Т.е. емкостные свойства коллектора $Ю_1$ согласуются с намагниченностью фундамента.

Из всех месторождений по значению температуры пласта (пониженная) и минерализации пластовой воды сильно выделяются месторождения газа, газоконденсата, а так же месторождения, в которых кроме нефти содержится газ и газоконденсат (Калиновое, Мыльджинское, Герасимовское).

Если разделить только нефтяные месторождения, то различие в параметрах и петрофизических уравнениях пласта месторождений, локализованных в положительном и отрицательном магнитном поле, также сохраняется. Месторождения в положительных частях характеризуются большей средней температурой (93,2 и 88,8 °С), меньшей минерализацией пластовой воды (35,9 и 37,9 кг/м³) и более низким уровнем ВНК (-2555 и -2348 м). По среднему температурному градиенту месторождения в положительных и отрицательных частях при таком разделении отличаются немного больше, чем при разделении всех месторождений на "положительные" и "отрицательные" (3,65 и 3,81 °С/100м). Различаются коэффициенты в уравнениях. Для "положительных" $R_p = 1,88 * K_p^{(-1,47)}$ Для "отрицательных" $R_p = 1,18 * K_p^{(-1,74)}$.

Если за классификационный признак взять нахождение месторождений в "магнитном рельефе" и расположение относительно линий в градиентной зоне, то выявляются совпадения по отдельным признакам.

Мыльджинское и Лугинецкое находятся в месте измененного поля (рис.1), им соответствует пониженная температура (80 и 80,6 °С), при средней 85,6°С.

Олень, Крапивинское и Приграничное располагаются поперек изолиний в градиентной зоне – соответствует близкая температура (95,95 и 90°С), одинаковая минерализация пластовой воды и небольшое различие в уровне ВНК (2490 и 2562 м) и в температурном градиенте (3,8 и 3,7 °С/100м).

Онтонигайское, Герасимовское, Зап. Останинское и Лугинецкое находятся "в заливе" магнитного поля (рис.3), характеризуются повышенной минерализацией (40; 42,89; 42,6 и 50,3 кг/м³), тогда как средняя минерализация для остальных месторождений составляет 36,5 кг/м³ Они все, кроме Онтонигайского содержат газ или газоконденсат, возможно этим и объясняется повышенная минерализация.

Средневазюганское и Средненюрольское месторождения вытянуты поперек магнитных изолиний в слабоградиентной зоне (рис.4). Для них характерны близкие повышенные значения температуры (90 и 87,6°С), пониженная минерализация (35 и 36,7 кг/м³), уровень ВНК – ниже среднего на 100 м; и температурный градиент – из всей группы (по признаку расположения в положительной или отрицательной части магнитного поля) аномально высокий (4,02 и 3,91 °С/100м).

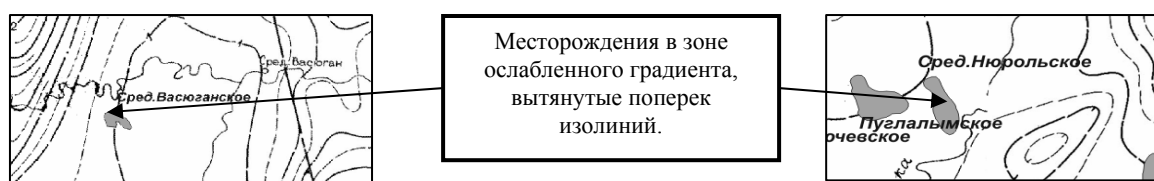


Рис. 4. Пример расположения месторождений в зоне ослабленного градиента, вытянутых поперек изолиний

Крапивинское и Стрежевское находятся в измененном поле. Им соответствует одинаковая минерализация, близкий уровень ВНК (2562 и 2529 м)

Таким образом, результаты проведенных исследований указывают на более тесную и многогранную связь месторождений углеводородов (Томской области) с рельефом и магнитными неоднородностями фундамента, чем это было выявлено ранее. Месторождения углеводородов не только закономерно размещаются в региональных магнитных аномалиях, но и фазовый состав месторождений и петрофизические свойства коллекторов (заметим – юрских) также определяется структурой магнитного поля, “контролирующего” месторождения. Наиболее информативными параметрами пласта Ю1, реагирующими на расположение в магнитном поле, являются температура, минерализация пластовой воды, уровень ВНК и электрический параметр пористости коллектора.

Объяснить известными геологическими причинами взаимосвязь расположения и особенностей месторождений углеводородов с магнитными неоднородностями фундамента в настоящее время не представляется возможным. Результаты проведенных исследований указывают на устойчивую унаследованность геологического развития структур фундамента и осадочного чехла. Такая унаследованность чисто тектонического плана может быть связана с продолжающимся до настоящего времени восстановлением изостатического равновесия, нарушенного доюрским рифтогенезом и связанным с ним базальтовым магматизмом. В какой мере этот процесс мог повлиять на емкостные свойства и другие параметры юрских коллекторов – вопрос остается открытым.

Литература

1. Ерофеев Л.Я., Меркулов В.П., Номоконова Г.Г., Орехов А.Н., Рихванов Л.П. О технологии предварительного прогноза мест скопления углеводородов в восточных районах Томской области по геофизическим и геохимическим данным // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – С.52-53.

ПРИРОДА ПОЛЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА ЗОЛОТОРУДНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В. Серов

Научный руководитель доцент Ю.В. Колмаков

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения золота являются сложными объектами исследования для геофизических методов. Одной из причин этого является отсутствие прямых методов на обнаружение золотого оруденения. Ключом к поиску золоторудных месторождений могут служить геофизические аномалии, являющиеся неотъемлемой чертой месторождения. Такие аномалии должны отражать продукты тех геологических процессов, которые генетически связаны с образованием промышленных концентраций золота. Выявление связей аномалий с подобными процессами – это обязательное условие для обоснования постановки геофизических методов при поисках и разведке.

Целью работы явилось определение природы аномалий в полях распределения радиоактивных элементов на золоторудном месторождении в Иркутской области и оценка поисковой значимости ореолов их накопления.

В распределении всех трех радиоактивных элементов выявлены повышенные аномалии концентраций (рис. 1). Концентрации калия достигают значений 4,5 – 5 % (для сравнения средние значения [2] в песчаниках – 1,2 %, в глинах и сланцах – 3,2 %), концентрации тория 21 – 25*10⁻⁴% (средние в песчаниках – 10*10⁻⁴ %, в сланцах – 11*10⁻⁴ %), концентрации урана до 5,5*10⁻⁴% (также более чем вдвое превышает средние для осадочных пород).

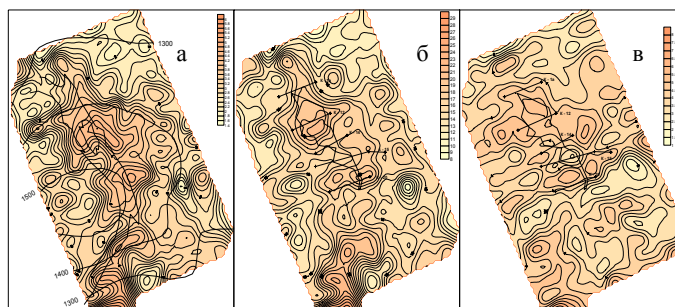


Рис. 1. Поля распределения радиоактивных элементов: а - калий, контур гидротермально-метасоматической зоны и изолинии рельефа; б, в – торий, уран, контур выхода рудного тела, разведочные каналы

По материалам минералогических исследований керн разведочных скважин установлено, что гидротермально-метасоматическая минерализованная зона (контур на рис. 1, а), северная часть которой вмещает рудное тело с промышленными концентрациями золота (контур на рис.1, б, в), под острым углом сечет слоистость горных пород (падение слоистости на юг-юго-запад под углами, в основном до 20°). Другими

словами, характерной особенностью геологического строения месторождения являются близкие элементы залегания стратифицированных толщ и разрывной тектоники.

Если принять создающее аномалии тело в первом приближении за пластовое, то при сопоставлении плана аномалии с рельефом можно оценить элементы залегания аномалиеобразующего тела. Оно имеет угол падения 13° и азимут падения около 260° (запад-юго-запад). Подобному определению элементов залегания способствовало пологое залегание аномального тела и расчлененность рельефа.

Получается, что тело, создающее аномалии в полях распределения радиоактивных элементов, имеет элементы залегания близкие как к слоистости, так и к гидротермально-метасоматическому объекту. Соответственно, встает вопрос о происхождении аномалиеобразующего объекта: осадочном либо гидротермальном.

Вопрос решался методами математической статистики (определялись средние значения, стандартные отклонения и коэффициенты корреляции для пар элементов). Исходными материалами послужили результаты площадной съемки (10×100 м – 1370 точек измерения) и результаты профильных наблюдений с шагом 5 м вдоль геологоразведочных канав (394 измерения). Измерения в разведочных канавах (с известным геологическим строением) позволили оценить содержания радиоактивных (p/a) элементов в различных литотипах. Все канавы были пройдены в пределах аномальной зоны накопления радиоактивных элементов.

Известно, что накопление радиоактивных элементов в осадочных горных породах во многом происходит благодаря процессам адсорбции, интенсивность которых, при прочих равных условиях (минеральный состав), имеет прямую зависимость от поверхности адсорбента (или обратную от размера зерен). Следовательно, в ряду песчаник – алевролит – аргиллит должно наблюдаться увеличение концентраций.

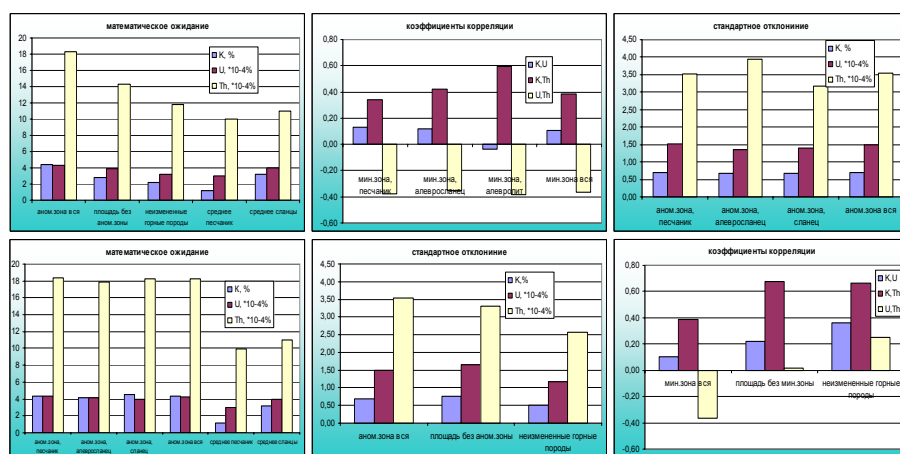


Рис. 2. Гистограммы распределения статистических характеристик различных зон и литотипов

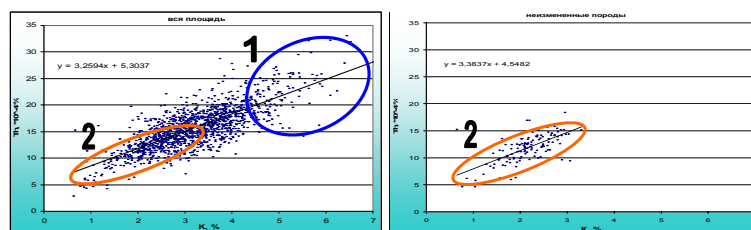


Рис. 3. Поля корреляции калия и тория для всей площади работ (а) и для неизменных участков (б)

В породах аномальной зоны равенство таких показателей, как среднее значение и стандартное отклонение для элементов, а также близкие значения коэффициентов корреляции между парами элементов во всех литотипах (рис. 2, а-в) свидетельствуют, что статистическое распределение элементов не зависит от дисперсности горной породы, т.е. размер частиц не является фактором, влияющим на накопление элементов, что не характерно для осадочных пород.

Для сравнения распределения радиоактивных элементов в породах аномальной зоны и за ее пределами на площади было выделено 3 области: 1) аномальная зона – выделена по содержаниям калия $\geq 3,5\%$; 2) зона неизменных пород – северная часть участка, где при геологических исследованиях не обнаружено признаков гидротермального изменения пород; 3) площадь без аномальной зоны.

При рассмотрении корреляционных связей между калием и торием (рис. 3) видно, что группы пород образуют единый тренд. Область, выделенная на поле корреляции под номером 2, соответствует зоне неизменных пород. Для данной области коэффициент корреляции составляет 0,67 и является максимальным для данной пары параметров. Этой же области соответствуют минимальные значения стандартного отклонения для всех рассматриваемых радиоактивных элементов (K – 0,52%, Th – $2,58 \cdot 10^{-4}\%$). Область под номером 1 на

общем поле корреляции соответствует аномальной зоне. Для нее значение коэффициента корреляции является минимальным и составляет 0,38. Разрушение корреляционных говорит об иной природе накопления р/а элементов. Наблюдается постепенное расширение облака корреляции в направлении увеличения концентраций, т.е. минимальной корреляцией характеризуются породы с максимальными (аномальными) содержаниями калия и тория.

Средние значения концентраций убывают в ряду аномальная зона – площадь без аномальной зоны – неизменные горные породы по всем трем элементам (рис. 2, г). Кроме этого спектр концентраций радиоактивных элементов в неизменных породах практически идентичен спектрам песчаников и аргиллитов, соответствуя их промежуточному варианту (рис. 2, г). Напротив, значения концентраций в аномальной зоне в 1,5 – 2 раза превышают кларковые концентрации для осадочных пород, а спектры, как всей аномальной зоны, так и отдельных ее литотипов, мало напоминают спектры в типичных осадочных горных породах. Стандартное отклонение имеет минимальные значения для неизменных горных пород и более высокие значения для других участков (рис. 2, д). Полностью разделяются породы аномальной и неизменной зоны по коэффициентам корреляции (рис. 2, е), которые для неизменных пород являются максимальными, а в аномальной зоне выделяется присущая только ей отрицательная корреляция урана и тория.

По этим данным можно уверенно противопоставить процесс накопления р/а элементов в аномальной зоне и в зоне неизменных пород, и в совокупности с фактом отсутствия различия в литологическом составе осадочно-метаморфизованных толщ в этих зонах сделать вывод не об осадочной природе аномалиеобразующего объекта.

В результате работы были сделаны выводы: повышенные концентрации радиоактивных элементов являются неотъемлемым фрагментом гидротермально-метасоматической зоны (пространственно совмещенные с оруденением повышенные содержания р/а элементов имеют гидротермальное происхождение); зона ореолов накопления радиоактивных элементов полностью вмещает область золотой минерализации. В этой связи ореолы можно рассматривать как признаки потенциально золотосных зон.

Литература

1. Мартыненко В.Г. Отчет о результатах поисковых работ на рудное золото в пределах Проявления за 1981–1983г.г. В 2-х томах. – Иркутск: Фонды ПГО “Иркутскгеология”, 1983.
2. Нагля В.В. Радиометрические и ядернофизические методы разведки. – М.: Недра, 1982. – 343 с.
3. Новиков Г.Ф. Радиоактивные методы разведки. – Ленинград: Недра, 1965. – 760 с.

СТРУКТУРА МАГНИТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ЗОЛОТОРУДНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «ЧЁРТОВО КОРЫТО»

С.В. Соколов

Научный руководитель доцент Ю.В. Колмаков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

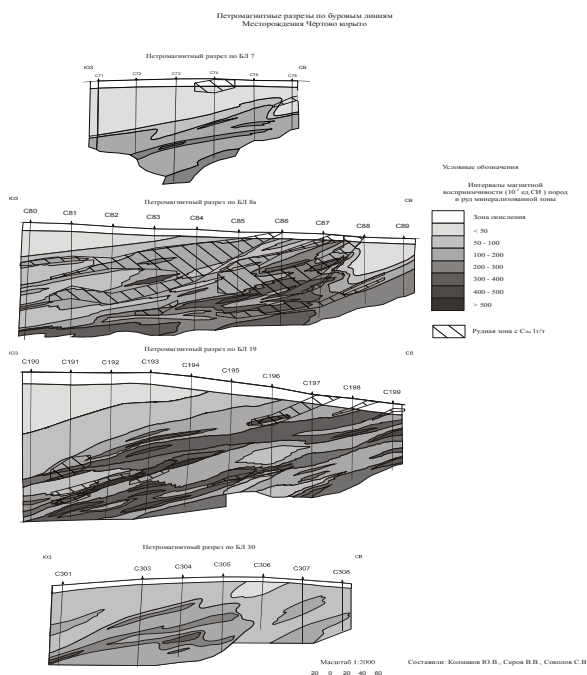


Рис. 1. Петромагнитные разрезы по буровым профилям № 7, 8а, 19, 30

Введение

Комплексное изучение и анализ магнитного поля является важнейшим источником информации для поиска и прогнозирования месторождений золота.

В северной части Бодайбинского района Иркутской области на одном из золоторудных месторождений, входящего в состав Кевактинского рудного узла, проводилась детальная геофизическая съёмка, включавшая в себя магниторазведку и капаметрию (по керновому материалу разведочных скважин) наряду с другими геофизическими методами (гамма-спектрометрия, электроразведка методом ЕП).

Месторождение локализовано в терригенно-осадочных метаморфизованных толщах.

Контроль рудного узла со стороны пликативной тектоники осуществляется Михайловской синклиналию, в южном крыле которой и локализуется месторождение.

Руды и сопутствующие им метасоматиты беризитоидного профиля развивались по осадочно-терригенным породам первой (PR1 mh1) и второй (PR1 mh2) пачек верхней подсвиты михайловской свиты, метаморфизованных в условиях серицит-хлоритовой фации. В составе пород так же присутствует до нескольких процентов углеродистого вещества.

Связь магнитного поля с рудной минерализацией.

На месторождении установлена тесная связь между золотой и сульфидной минерализацией. Последняя находится, главным образом, в виде вкрапленных и прожилково-вкрапленных образований, представленных, в основном, пиритом, арсенопиритом и пирротинном, которые, в свою очередь, являются продуктами метаморфогенно-гидротермально-метасоматических процессов, игравших основную роль при формировании данного месторождения. Из перечисленных сульфидов наибольший интерес в плане магнитных свойств представляет пирротин, с которым связаны магнитные аномалии над рудным телом. Тот факт, что магнитные аномалии связаны именно с пирротинной минерализацией, подтверждается данными исследований минерального состава пород, полученных при анализе керна отобранного из скважин нескольких поисковых буровых линий, проходящих, в том числе, и через зону рудной минерализации. Таким образом, представляется важным для изучения связь магнитных образований с золотой минерализацией.

Построение петромагнитных разрезов

Измерения магнитной восприимчивости (α) пород и руд минерализованной зоны проводились, как и анализ минерального состава пород, по керну разведочных скважин. Изучено 33 скважины по 4 поисковым буровым линиям. Суммарная длина скважин составляет 4789 м. На каждом метре кернового материала через равные промежутки выполнялось по 3 измерения. Всего было выполнено 14500 измерений.

В дальнейшем по полученным материалам были построены скважинные графики магнитной восприимчивости, которые послужили основой для построения петромагнитных разрезов (рис.1).

Принцип построения петромагнитных разрезов заключается в выделении классов пород схожих по магнитным свойствам, которые, собственно, и являются коррелируемыми в межскважинном пространстве минерализованной зоны подразделениями. Генеральным направлением корреляции магнитных образований в межскважинном пространстве является субгоризонтальный ($\cong 13^\circ$) угол падения рудовмещающего разрывного нарушения, полученного по данным разведочных скважин.

Определившись с углом корреляции, следующим шагом стало разделение пород и руд на магнитные классы. На всех разрезах прослеживается общая закономерность: 1) увеличение магнитной восприимчивости с глубиной, 2) наличие в верхней части толщи слоя (5-10м) выветрелых немагнитных пород, которые были отнесены к отдельному петромагнитному классу - зоне окисления. В конечном итоге породы минерализованной зоны были разделены на несколько подразделений со следующим значениям α : <50; 50-100; 100-200; 200-300; 300-400; 400-500; > 500 (*10-5 ед. СИ).

Особенности структуры магнитных образований

На полученных петромагнитных разрезах можно выделить несколько особенностей: 1) образования минерализованной зоны представляют собой линзообразные вытянутые тела, такая форма связана с трещиноватостью вмещающей толщи 2) увеличение магнитной восприимчивости происходит с глубиной, причём области золотого оруденения тяготеют к менее магнитным образованиям и там где рудное тело имеет наибольшую мощность α имеет пониженные (по сравнению с безрудной частью) значения, то есть получается, что наиболее магнитные породы являются подрудными.

Если рассматривать структуру магнитных образований по данным площадной съёмки (См. рис.2), то видно, что аномалия магнитного поля имеет чётко выраженный дипольный характер с амплитудой ± 450 нТл. Нулевая линия диполя проходит через середину минерализованной зоны и прослеживается в запад-юго-западном направлении на расстоянии около 1 км.

Очень важной характеристической чертой магнитного поля месторождения является подчинённость его рельефу. На северном и южном склонах горы обнажения пород минерализованной зоны сопровождаются аномалиями – отрицательной и положительной соответственно.

Таким образом, зная строение и пространственное положение минерализованной зоны, досконально изученной детальной бурением, можно утвердительно сказать, что подобные аномалии от пластообразного тела субгоризонтального залегания (каким и является минерализованная зона) возможны лишь при условии его намагничивания по пласту, то есть азимут вектора намагничивания должен быть нормален «нулевой линии», чему соответствует ориентировочное направление 330° .

В силу того, что обратное намагничение отсутствует, то амплитуда аномалий и в отрицательной, и в положительной частях диполя будут отражать количество ферромагнетика (пирротина) в породах и рудах.

Промышленные содержания золота минерализованной зоны локализуется в северной - отрицательной части диполя, причём по мере увеличения интенсивности магнитного поля над последней, наблюдается выклинивание рудного тела и в наиболее магнитных породах значимые концентрации практически отсутствуют.

Причины пространственного разделения золотой минерализации и магнитных образований

Причины пространственного разделения золотой минерализации и магнитных образований, по всей видимости, следующие. Металлоносные растворы по мере взаимодействия с

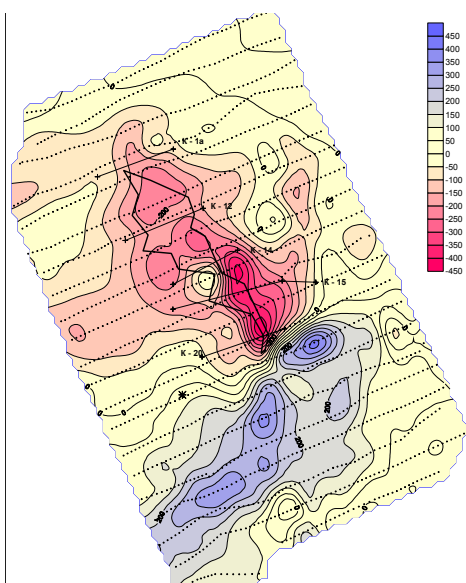
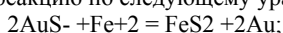


Рис. 2. План изолиний ΔT (в 1см 0,33км)

вмещающим и породами и снижения температуры, испытывают эволюцию химического состава. Наибольший интерес представляет изменение кислотно-щелочных (pH) и окислительно-восстановительных (Eh) свойств раствора (системы), которые определяют парагенетические ассоциации выпадающих из раствора минералов.

Парагенетическая ассоциация золото+пирротин не встречается практически ни на одном месторождении, в отличие от, например, парагенезиса золото+пирит. Это связано с тем, что переносчик золота – комплексный ион AuS^- при обогащении гидротермального раствора (системы) двухвалентным железом вступает с ним в реакцию по следующему уравнению [1]:



Такая реакция приводит к осаждению золота и пирита из системы в поле устойчивости последнего. Именно подобное взаимодействие рудоносных растворов либо с вмещающими породами, либо с встречным железосодержащими растворами обуславливает появление этого минерального парагенезиса. [1]

Образование и поле устойчивости пирротина отвечают таким параметрам гидротермального раствора (рН и особенно Eh) при которых, согласно термодинамическим расчётам, практически не возможно нахождение в растворе комплекса AuS^- . Следовательно образование парагенетической ассоциации пирротин+золото маловероятно.

Выводы:

Особенности поведения магнитной восприимчивости и магнитного поля золоторудного месторождения «Чёртова корыто» связаны с распределением пирротина в минерализованной зоне.

Золоторудные объекты тяготеют к зонам с пониженными концентрациями пирротина и как следствие этого пониженным значениям магнитной восприимчивости и магнитного поля.

Для поиска подобных месторождений в данном районе необходимо рассматривать магнитное поле в сопряжении с рельефом.

Литература

1. Павлов Л.А., Павлова Л.К. Элементы термодинамики поведения золота в процессе рудообразования // Физика и физико-химия рудообразующих процессов. - Новосибирск, 1971. - С. 121-147.
2. Петрофизика / Под ред. Г.С. Вахромеева. - Томск: Изд-во ТГУ, 1997. - 462с.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕНОСНОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Ю.В. Сухорукова

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В разрезах нефтегазоносных территорий Западной Сибири баженовская свита несет большую функциональную нагрузку. Она выполняет роль регионального флюидоупора, геофизического репера и, по мнению многих исследователей, является нефтематеринской породой.

В последнее время установлено, что она может быть также коллектором и вмещать нефть (горизонт Ю0). Изучение петрофизической характеристики битуминозных аргиллитов баженовской свиты вообще, и нефтеносной в особенности, является актуальной задачей.

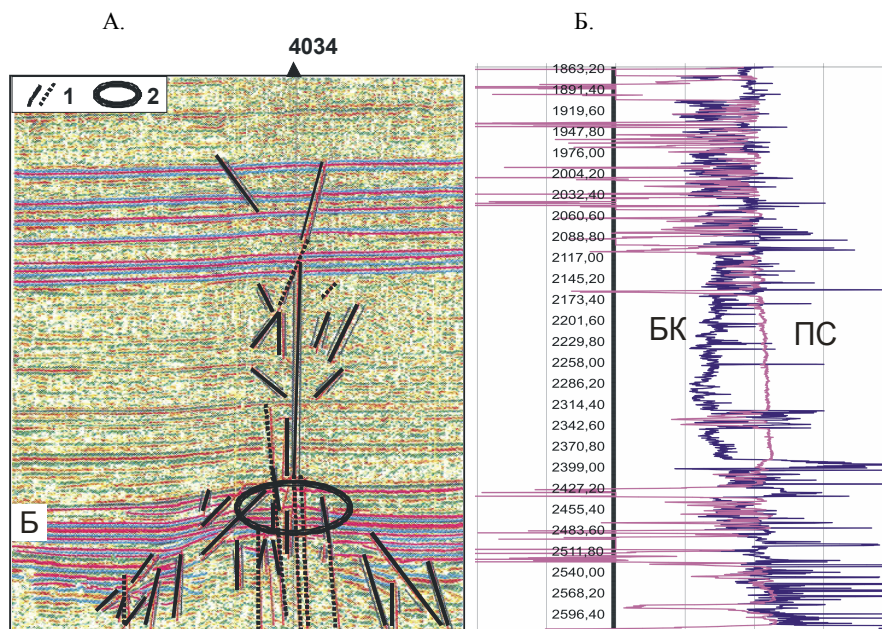


Рис. 1. Локализация нефтеносной баженовской свиты в субвертикальных зонах разрывных нарушений (А) и в разрезах с аномально высокими пластовыми давлениями (Б) (по материалам) 1 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 2 – положение нефтеносной баженовской свиты на сейсмическом разрезе. БК – показания бокового каротажа, нормированные относительно кривой ПС (самопроизвольной поляризации)

В настоящей работе излагаются результаты литературного обзора по проблеме нефтеносности баженовской свиты [1-6] и конкретных петрофизических и геофизических исследований на Ай-Пимском нефтяном месторождении.

Отложения баженовской свиты и ее аналогов регионально распространены в разрезах Западной Сибири. Основными породообразующими компонентами отложений свиты являются кремнистый, карбонатный, глинистый материал и органическое вещество. По соотношению этих веществ в разрезе свиты выделено восемь типов пород, слагающих шесть пачек, прослеживаемых в пределах распространения нормальных разрезов пласта Ю0 (отсутствие песчано-алевролитовых прослоев).

Битуминозность пород баженовской свиты является главным ее свойством, определяющим аномальные физические параметры. В первую очередь, это аномально высокая радиоактивность (до 200 мкР/час) в основном урановой природы, а также повышенное удельное электрическое сопротивление (сотни Омм). Низкая электропроводность свиты обусловлена преимущественно гидрофобностью битуминозных пород, а также присутствием в породах свиты кремнистых и карбонатных образований. Карбонатизация разреза баженовской свиты приводит к увеличению удельного электрического сопротивления и уменьшению радиоактивности, что проявляется в обратных соотношениях между этими параметрами. В преимущественно глинистой части разреза (высокая радиоактивность, повышенное электрическое сопротивление) оба параметра изменяются согласованно.

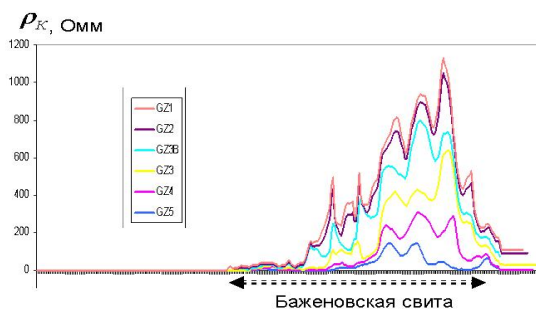


Рис. 2. Показания бокового каротажа зондирования против нефтеносной баженовской свиты, указывающие на ее коллекторские свойства (Ай-Пимское месторождение)

выщелачивания. В целом, коэффициент трещиноватости составляет 0,1 – 0,3 %.

По геофизическим данным нефтеносная баженовская свита размещена в зонах разломов и зонах аномально высокого пластового давления (АВПД). В районе скв. 4034 Ай-Пимского месторождения с нефтеносной баженовской свитой по сейсмическим данным выделяется система субвертикальных разрывных нарушений, идущих от фундамента и пересекающих баженовскую свиту, а также вышерасположенные продуктивные горизонты Б и А (рис. 1А). По результатам геофизических исследований скважин (ГИС) в области нефтеносной баженовской свиты наблюдается закономерное изменение геофизических полей и их соотношений, указывающее на существование зоны АВПД. Искажается закономерное повышение с глубиной удельного электрического сопротивления глин (БК на рис. 1Б), связанное с их уплотнением, увеличивается водородосодержание и понижается удельное электрическое сопротивление пород относительно того, которое должно быть исходя из их литологии (по ПС) и др.

Нефтеносность баженовской свиты отражается в показаниях ГИС. При этом характерны все свойства терригенного коллектора, которые отражают проникновение бурового раствора в проницаемый пласт. В первую очередь это изменение удельного электрического сопротивления в радиальном направлении, проявляющееся в расхождении показаний разноглубинных зондов методов сопротивления: бокового и микробокового каротажа, бокового каротажа зондирования (БКЗ, рис. 2), высокочастотного индукционного каротажа изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Характерно, что наиболее характерный показатель коллектора в песчаниках и алевролитах – понижение показаний ПС – в случае коллектора в баженовской свите не работает. Это, скорее всего, связано с гидрофобностью коллектора и низким содержанием физически связанной воды.

Характерно, что против нефтеносной баженовской свиты иногда наблюдается изменение удельного электрического сопротивления промывочной жидкости (ПЖ), связанные, по-видимому, с проникновением в нее углеводородов из пласта. Удельное сопротивление ПЖ против нефтеносной баженовской свиты в целом выше, чем за ее пределами, и возрастает от подошвы свиты к кровле. В самой нефтеносной свите удельное электрическое сопротивление изменяется противоположным образом (рис. 2), что указывает на улучшение коллекторских свойств (и увеличение нефтенасыщенности) свиты к ее подошве.

Литература

1. Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В., Костерина В.А., Форманова Н.В., Абдрахманова Л.Г., Соколова Т.Ф., Беляков М.А. Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложных коллекторов баженовской свиты методами ГИС // Геофизика, №4, 2001. – С.49-55.
2. Волков Е.Н., Хабаров В.В. Геохимические и геофизические показатели нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность отложений Западной Сибири по геофизическим данным. – Тюмень, 1986. С. 100-109.
3. Гришкевич В.Ф., Касаткин В.Е., Кулагина С.Ф., Предеин С.А., Теплоухова И.А. Хафизов Ф.З. Опыт геолого-геофизического моделирования «аномальных» разрезов баженовской свиты // Геофизика, №2, 2006. - С.23-27.
4. Ибраев В.И. Методика структурно-динамической интерпретации временных сейсмических разрезов с позиций тектонофизического моделирования // Геофизика, № 4, 2006. – С.9-11.

-
5. Писарчук С.В. Петрофизические особенности баженовской свиты // Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях: Материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Д.С. Микова – основателя Сибирской школы геофизиков. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 143-147.
 6. Хабаров В.В., Бардашевич О.В., Нелепенко О.М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ВИЕМС, 1981. – 41.