УДК 550.832.52

# ПОДГОТОВКА МАССИВА ДАННЫХ И ОБОСНОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ДАННЫХ ГИС

# PREPARATION OF DATA ARRAY AND JUSTIFICATION OF DEPENDENCES OF DATA OF GIS, NECESSARY FOR INTERPRETATION OF A COMPLEX

**Каразбаев Радик Даутович**
магистрант,
Башкирский государственный университет
radik.karazbaev@yandex.ru

**Вахитова Гузель Ринатовна**
Башкирский государственный университет

**Аннотация.** В работе обоснованы зависимости, необходимые для интерпретации комплекса данных ГИС, а также выполнен сопоставительный анализ величины пористости, полученной на керне и по данным ГИС.

**Ключевые слова**: загрузка данных в базу проекта, интерпретация ГИС, определение зависимостей для интерпретации, анализ пористостей.

**Karazbayev Radik Dautovich**
Undergraduate,
Bashkir state university
radik.karazbaev@yandex.ru

**Vakhitova Guzel Rinatovna**
Bashkir state university

Annotation. In work the dependences necessary for interpretation of a complex of data of GIS are proved, and also the comparative analysis of size of the porosity received on a core and according to GIS is made.

**Keywords:** loading of data in base of the project, interpretation of GIS, definition of dependences for interpretation, the analysis of poristost.

Известно, что для выполнения проектов по интерпретации и переинтерпретации больших массивов геофизических параметров необходимо вначале загрузить исходные данные в локальные базы данных отдельных скважин. К исходным данным относятся результаты подсчета запасов углеводородов (ПЗ), испытаний пластов, анализа керна и т.д.

Материалы подсчета запасов нефти, в основном, предоставляются в виде скан образов. Для качественной и оперативной загрузки этих данных необходимо оцифровать файлы подсчета запасов. Для этого авторы применили программу ABBYY FineReader, которая позволяет обрабатывать файлы формата jpeg, pdf, bmp и других графических форматов. Кроме этого, здесь есть возможность распознавать табличные данные. После загрузки нужных файлов в программу ABBYY FineReader и их оцифровки мы экспортируем полученные данные в формат Excel.

Таким образом, собрав материал по всем скважинам и создав единую таблицу, можно произвести запись в базу проекта (рис. 1).

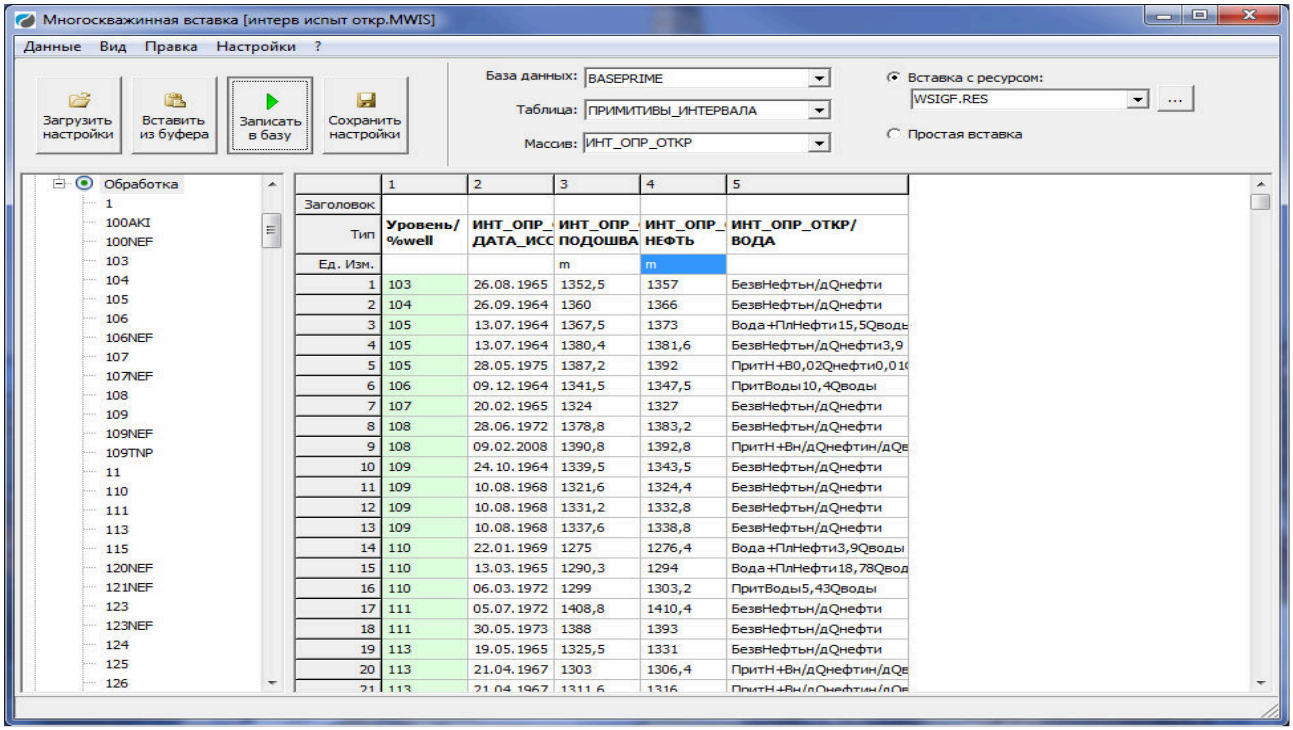


**Рисунок 1 – Формат представления данных после оцифровки в базе проекта**

Такой подход при подготовке к интерпретации позволяет значительно сократить время загрузки исходных данных. Например, время загрузки исходных данных Поздняковского лицензионного участка (300 скважин) было сокращено с полутора месяцев до 2 недель.

Загрузив таким образом все исходные массивы данных, приступают к интерпретации. Результаты интерпретации данных комплекса методов представляются в виде планшетов (рис. 2).

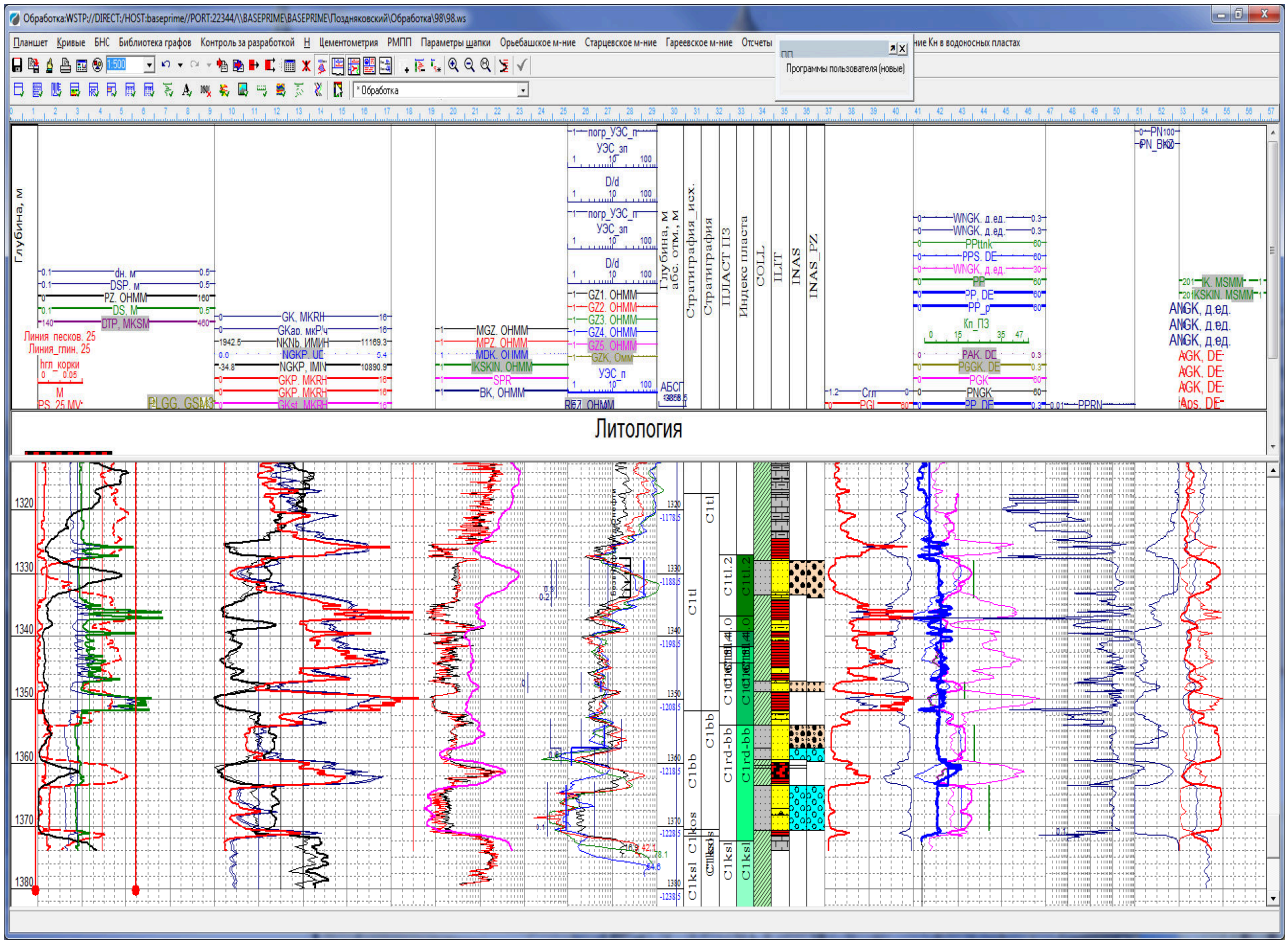


**Рисунок 2 – Пример представления исходных данных и результатов интерпретации**

Для определения методики интерпретации данных были сопоставлены рекомендуемые зависимости между параметрами различных месторождений с одинаковыми геологическими условиями. Все зависимости $K_п = f(\Delta I_{ГК})$ для терригенных отложений девона и карбона показаны на рисунке 3. На графиках отложены по оси $X$ значения относительного параметра $ГК$ $\Delta I_{ГК}$, по оси $Y$ – керновые определения пористости тех образцов, по которым строились соответствующие зависимости.

Наибольшая сходимость наблюдается между зависимостями Мустафинского, Абдулловского и в меньшей степени Серафимовского месторождения для терригенных отложений нижнего карбона. Зависимость, построенная на образцах керна Калаевского месторождения, не согласуется с остальными. На графике представлены 2 зависимости Мустафинского месторождения, рекомендованные к применению отчетами по подсчету запасов 2004 г. (№ 2) и 1986 г. (№ 3). Заметим, что они совпадают или близки в области коллекторов и расходятся в неколлекторах. Зависимость 2004 г. рассчитана только для области коллекторов (для значений $\Delta I_{ГК}$ от 0 до 0,5), нас же интересуют и области неколлекторов, т.к. кривая пористости используется при решении задач сейсмической инверсии. Авторы аппроксимировали данные керна Мустафинского месторождения, представленного образцами из области как коллекторов, так и неколлекторов. Наблюдается хорошая сходимость с зависимостью № 3 (ПЗ Мустафинского месторождения 1986 г.).

В терригенных отложениях девона наблюдается хорошая сходимость всех зависимостей в области высоких значений пористости. Обе зависимости для Мустафинского месторождения из подсчетов запасов 1986 и 2004 гг. рассчитаны только для области коллектора (для значений $\Delta I_{ГК}$ от 0 до 0,4). Авторы аппроксимировали данные керна Мустафинского месторождения, представленному образцами из области как коллекторов, так и неколлекторов. Была получена следующая формула (коэффициент корреляции $r = 0,93$):

$$K_{п_керн} = 22,2473869 - 63,60327013 \cdot \Delta I_{ГК} + 101,2337137 \cdot \Delta I_{ГК}^2 - 58,83558467 \cdot \Delta I_{ГК}^3 \qquad (4,18)$$

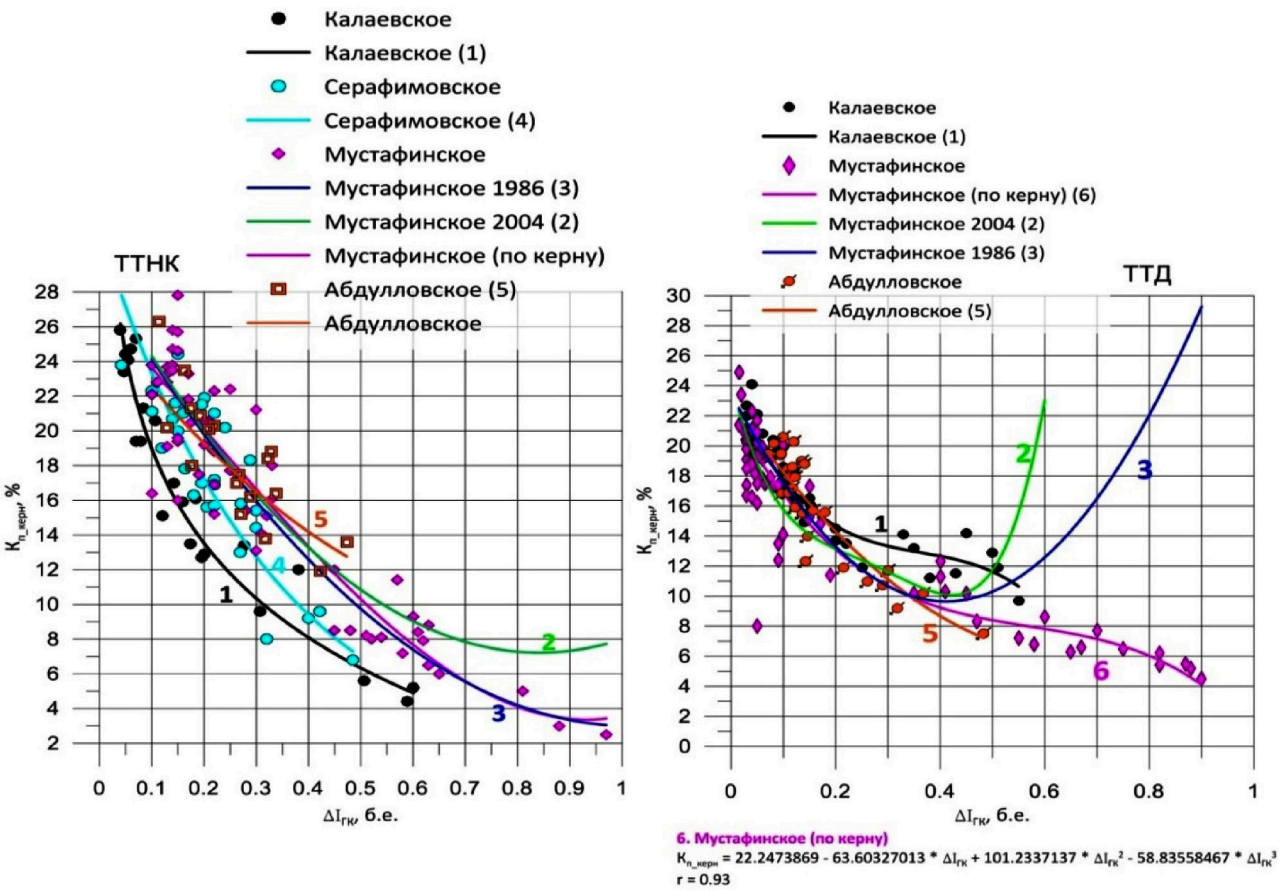


**Рисунок 3 – Сопоставление зависимостей $К_{п_гк} = f(\Delta I_{гк})$ для ряда месторождений**

Для оценки качества интерпретации был выполнен анализ, при котором сопоставляли данные керна и каротажа. На следующих графиках сопоставляются значения пористости, определенные по керну и ГИС Калаевского, Мустафинского, Абдулловского и Серафимовского месторождений.

На рисунке 4 приведено сопоставление лабораторных определений пористости по керну для скважин Калаевского месторождения с пористостью по ГК, рассчитанной по зависимостям для Калаевского, Мустафинского и Серафимовского месторождений. Видна хорошая сходимость с данными керна зависимостей Мустафинского месторождения для пластов ТТНК и Калаевского месторождения для пластов ТТД.

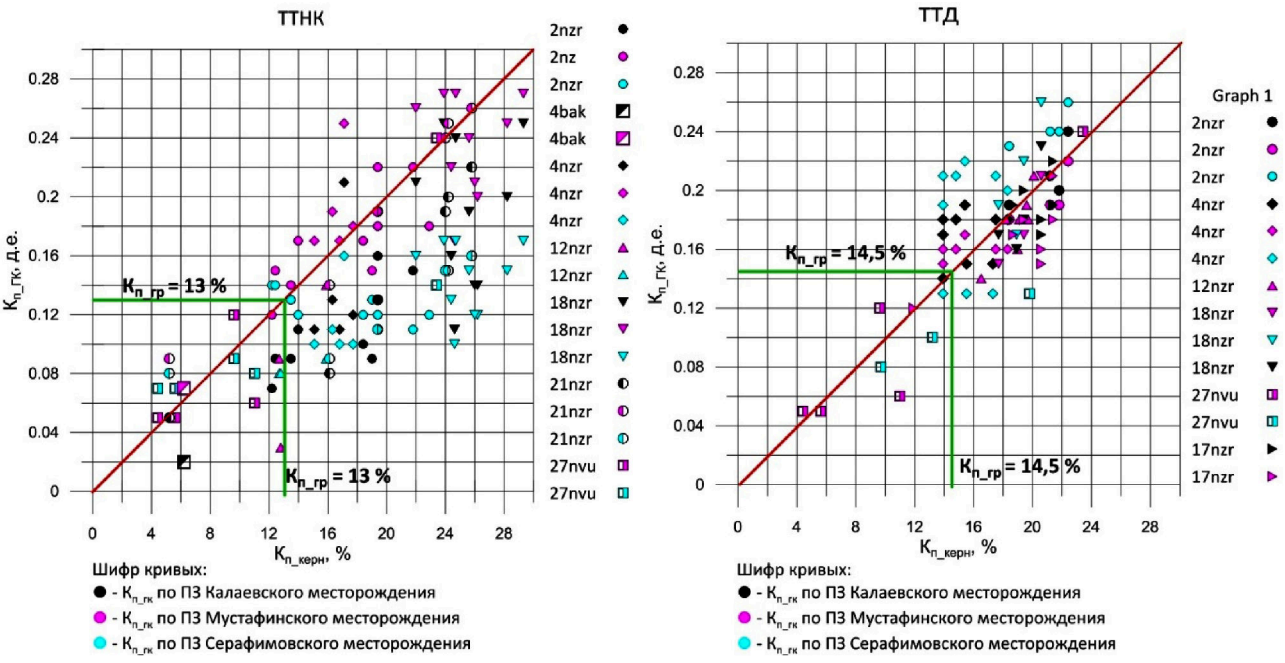


**Рисунок 4 – Сопоставление $К_{п_гк}$ и $К_{п_керн}$ для скважин Калаевского месторождения**

Рисунок 5 демонстрирует сопоставление пористости по ГК с пористостью по керну скважин Мустафинского месторождения. Для отложений ТТД наблюдается хорошая сходимость зависимостей Мустафинского и Абдулловского месторождений с небольшим завышением пористости по ГИС по сравнению с пористостью по керну по зависимости Серафимовского месторождения. Для отложений ТТНК не наблюдается сходимости между пористостью по ГК, определенной по зависимости Серафимовского месторождения, и пористостью по керну, в то время как зависимости Мустафинского и Абдулловского месторождений близки.

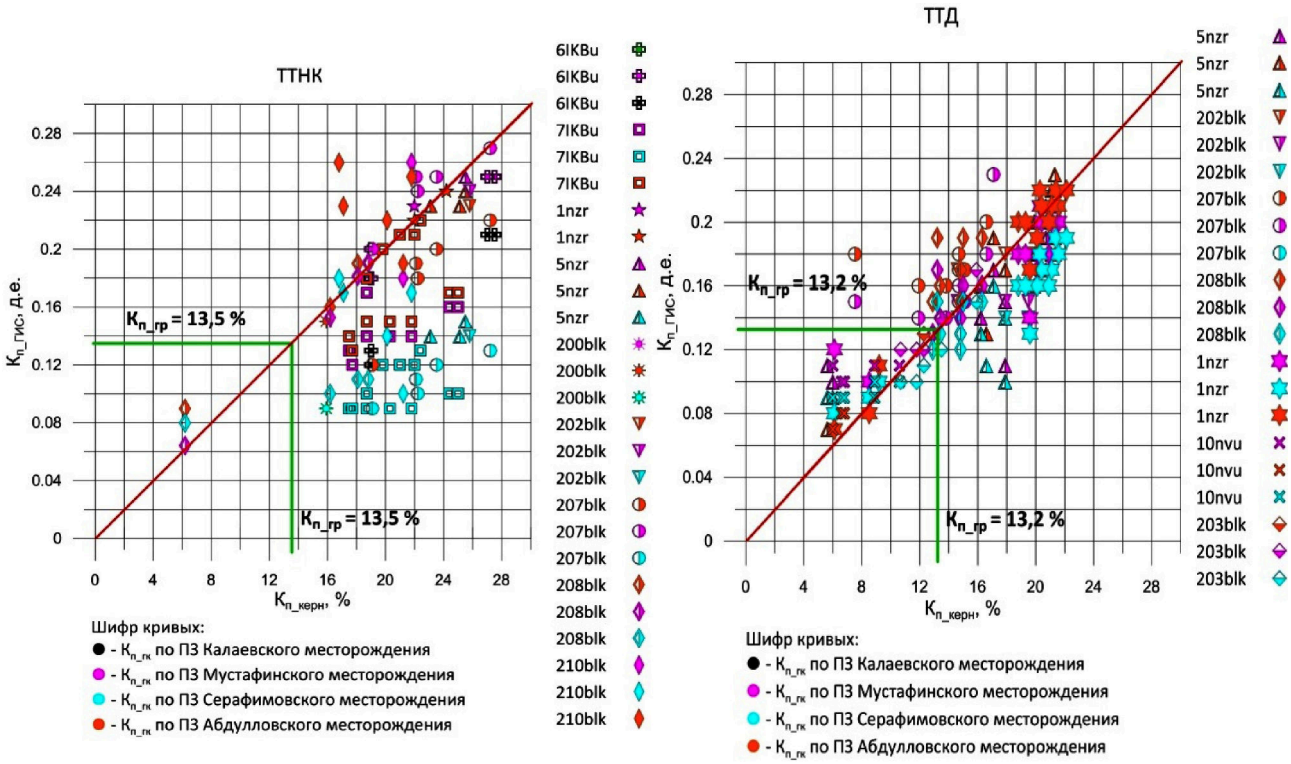


**Рисунок 5 – Сопоставление $К_{п_ГК}$ и $К_{п_керн}$ для скважин Мустафинского месторождения**

В результате анализа данных в работе обоснованы зависимости, необходимые для интерпретации комплекса данных ГИС, а также выполнен сопоставительный анализ величины пористости, полученной на керне и по данным ГИС.

**Литература:**


1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : Справочное издание / под редакцией В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988.
3. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1981. – 172 с.
4. Система обработки данных геофизических исследований скважин «PRIME» : Руководство пользователя. – Уфа : ООО НПФ ГеоТЭК, 2005–2014.
5. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Калаевского месторождения. – Уфа : ООО «Башнефть-Геопроект», 2007–2008.
6. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Мустафинского месторождения. – Уфа : ООО «Инжиниринговая Компания «БашНИПИнефть», 2004.
7. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Абдулловского месторождения. – Уфа : ООО «БашНИПИнефть, 2014.
8. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Серафимовского месторождения. – Уфа : ООО «БашНИПИнефть, 2013. – Разделы 4 и 7.
9. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. – Калинин : Союзпромгеофизика, 1989.
10. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. – М. : Недра, ВНИИнефтепромгеофизика, 1984. – С. 85.
11. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа. – Калинин,1984. – С. 29.
12. Территориальное районирование петрофизических связей продуктивных палеозойских отложений Башкортостана / отчет опытно-методической партии № 22 ОАО «Башнефтегеофизика». – Уфа, 2004–2005.

**References:**


1. The technical instruction for carrying out geophysical surveys and works as devices on a cable in oil and gas wells. – M., 1999.
2. Interpretation of results of geophysical surveys of oil and gas wells : The reference media / under V.M. Dobrynin's edition. – M. : Nedra, 1988.
3. Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical surveys of wells. – M. : Nedra, 1981. – 172 p.

4. System of data processing of geophysical surveys of the wells «PRIME»: User's guide. – Ufa : LLC NPF GeoTEK, 2005–2014.
5. Report on calculation of reserves of oil and gas of the Kalayevskoe field. – Ufa : LLC Bashneft-Geoproyekt, 2007–2008.
6. Report on calculation of reserves of oil and gas of the Mustafinskoe field. – Ufa : LLC BashNIPIneft Engineering company, 2004.
7. Report on calculation of reserves of oil and gas of the Abdullovskoe field. – Ufa : LLC BashNIPIneft, 2014.
8. Report on calculation of reserves of oil and gas of the Serafimovskoe field. – Ufa : LLC BashNIPIneft, 2013. – Sections 4 and 7.
9. Methodical instructions on carrying out neutron and gamma logging in oil and gas wells the SRK equipment and processing of results of measurements. – Kalinin : Soyuzpromgeofizika, 1989.
10. An album of palettes and nomograms for interpretation of geophysical data. – M. : Nedra, Vniinefteprom geofizika, 1984. – P. 85.
11. Definition of capacitor properties and a lithology of breeds in cuts of oil and gas wells according to radioactive and acoustic logging. – Kalinin, 1984. – P. 29.
12. Territorial division into districts of petrophysical communications of productive Paleozoic deposits Bashkortostan / report of skilled and methodical party № 22 of JSC Bashneftegeofizika. – Ufa, 2004–2005.