

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»

И. С. Шепелева

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

ПРАКТИКУМ

**по выполнению лабораторных работ
по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2020

УДК 550.83(075.8)
ББК 26.347.32я73
Ш48

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 01.04.2019 г.)*

Рецензент: заведующий лабораторией промышленной геофизики БелНИПИнефть *И. В. Качура*

Шепелева, И. С.

Ш48 Промысловая геофизика : практикум по выполнению лаборатор. работ по одним. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / И. С. Шепелева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 53 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Мб RAM ; свободное место на HDD 16 Мб ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Настоящий практикум содержит сведения, необходимые современному инженеру-нефтянику, занимающемуся рациональной разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Соответствует программе курса «Промысловая геофизика» для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 550.83(075.8)
ББК 26.347.32я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2020

Предисловие

Промысловая геофизика – это совокупность геофизических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ. Сущность любого геофизического метода состоит в измерении вдоль ствола скважины некоторой величины, характеризующейся одним или несколькими физическими свойствами горных пород, пересеченных скважиной. Такое изучение разреза возможно путем отбора керна, однако это приводит к ограничению проходки и замедлению бурения.

В то же время некоторые физико-химические свойства пород (электропроводность, электрохимическая активность, радиоактивность, температуропроводность, магнитная восприимчивость, твердость, упругость и пр.) можно изучить непосредственно в скважине при проведении соответствующих физических исследований разреза и тем самым определить физико-химические свойства, характеризующие породы, пройденные скважиной.

В процессе изучения данной дисциплины студент должен разобраться в сущности промысловой геофизики, понять задачи и цель геофизических исследований. Изучить их технологию проведения и освоить основные этапы обработки и интерпретации результатов исследования в скважине

Для этого преподавателем выдается каждому студенту индивидуальный вариант планшета с результирующими диаграммами записей комплекса методов геофизических исследований в скважине.

Студент в течение нескольких часов соответственно программе работает с выданным планшетом, проводя интерпретацию данных ГИС, выведенных на планшете. Рассчитывает комплекс параметров, характеризующих коллектор по исходным данным ГИС, и самостоятельно делает заключение по количественным характеристикам фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Терминология и сокращения

ГИС – геофизические методы исследования в скважинах

КС – каротаж сопротивления (кажущееся сопротивление)

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ИК – индукционный каротаж

МБК – микробоковой каротаж

АК – акустический каротаж

КВ – кавернометрия

ГК – гамма-каротаж

ГГП – гамма-гамма-плотностной каротаж

НГК – нейтронный гамма-каротаж

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж

ДС – диаметр скважины

КпАК – коэффициент пористости определенный по АК

КпГГП – коэффициент пористости определенный по ГГП

ρ – удельное электрическое сопротивление (УЭС)

ρ_k – кажущееся удельное электрическое сопротивление

σ – удельная проводимость

Номинальный диаметр – диаметр равный долоту бурового инструмента

Околоскважинные исследования – геофизические исследования в скважинах с целью изучения массива горных пород в околоскважинном пространстве, поиска и разведки месторождений полезных ископаемых и решения инженерно-геологических задач.

Электрический и электромагнитный каротаж – исследования скважин, основанные на изучении электрических и электромагнитных свойств горных пород и насыщающих их флюидов.

Электрический каротаж – исследования горных пород, основанные на регистрации параметров естественного или искусственного постоянного электрического поля.

Каротаж сопротивления (КС) – электрический каротаж, основанный на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород.

Боковое каротажное зондирование – каротаж сопротивления с использованием нескольких однотипных зондов разной длины.

Самопроизвольная поляризация (ПС) – электрический каротаж, основанный на измерении потенциалов самопроизвольной поляризации.

Электрический каротажный зонд – каротажный зонд, содержащий измерительные и (или) токовые электроды и применяемый в скважинной аппаратуре электрического каротажа. В зависимости от назначения различают: зонд самопроизвольной поляризации, зонд электродных потенциалов, зонд сопротивления.

Скважинный прибор – прибор, предназначенный для проведения геофизических исследований в скважине.

Комплексный скважинный прибор – скважинный прибор, предназначенный для проведения геофизических исследований несколькими методами.

Каротажный зонд – измерительное устройство, содержащее приемники и (или) источники наблюдаемого поля.

Градиент-зонд – электрический зонд, содержащий три электрода, в котором расстояние между парными токовыми или измерительными электродами меньше, чем между непарными

Точка записи градиент - зонда – средняя точка между парными электродами.

Длина градиент-зонда – расстояние от точки записи до непарного электрода.

Потенциал-зонд – зонд, у которого расстояние между парными (приемными MN или питающими A и B) электродами превышает расстояние от непарного электрода (N или M) до ближайшего парного электрода.

Длина потенциал-зонда – расстояние между ближними непарными электродами.

Индукционный каротаж (ИК) – электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород.

Радиоактивный каротаж – каротаж, основанный на измерении характеристик полей ионизирующих излучений.

Гамма-каротаж (ГК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГП) – основанный на измерении жесткой составляющей рассеянного гамма-излучения.

Нейтронный гамма каротаж (НГК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения, сопро-

вождающего распад естественных радиоактивных элементов в горных породах.

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешним источником нейтронов. В зависимости от энергии регистрируемых нейтронов различают нейтронный каротаж с измерением характеристик тепловых и надтепловых нейтронов.

Инклинометрия скважины – определение угла и азимута падения пластов по данным геофизических измерений в одной скважине.

Кавернометрия скважины – измерение среднего диаметра скважины.

Расходометрия скважины – измерение скорости перемещения жидкости по скважине.

Резистивиметрия скважины – измерение удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину.

Контроль обсадных колонн – измерение толщины и выявление дефектов обсадных колонн.

Контроль цементирования – определение высоты подъема цемента и качество цементирования.

Каротажная станция – установка, состоящая из каротажной лаборатории и каротажного подъемника.

Каротажная лаборатория – установка, предназначенная для проведения геофизических исследований в скважинах, включающая измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.

Каротажный подъемник – оборудование для спуска и подъема на кабеле каротажных зондов, скважинных приборов, прострелочных и взрывных аппаратов.

Скважинная геофизическая аппаратура – аппаратура, включающая наземные приборы, скважинный прибор или каротажный зонд, предназначенный для совместной работы.

Длина индукционного зонда – расстояние между серединами главной генераторной и измерительной катушек индукционного каротажного зонда.

Радиоактивный каротажный зонд – каротажный зонд ионизирующего излучения, применяемый в скважинной аппаратуре радиоактивного каротажа.

Длина радиоактивного каротажного зонда – расстояние между серединами источника и детектора излучений радиоактивного каротажного зонда.

Источник излучения радиоактивного каротажного зонда – устройство радиоактивного каротажного зонда для создания нейтронного, гамма-или рентгеновского излучения.

Детектор излучения радиоактивного каротажного зонда – устройство радиоактивного каротажного зонда для приема нейтронного или гамма-излучения и преобразования их в электрические сигналы.

Экран радиоактивного каротажного зонда – устройство, предназначенное для защиты детектора излучения от прямого воздействия источника излучения или выделения полезного излучения.

Термометрия – изучение естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустойчивом режимах.

Газовый каротаж – комплекс геохимических исследований скважин, применяемый в двух вариантах – в процессе бурения и после бурения, основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения.

Керн – это длинный, цилиндрической формы образец породы, отобранный из ствола скважины. Обычно керны извлекают с помощью колонкового бура (керноотборника), установленного в бурильной колонне, или с использованием бокового грунтоноса (стреляющего) типа, который обеспечивает получение образцов породы со стенок скважины.

Опорный пласт – каротажный пласт с известной физической характеристикой.

Фильтрат промывочной жидкости – промывочная жидкость, отфильтрованная в пласт.

Промытая зона – ближайшая к скважине часть зоны проникновения.

Глинистая корка в скважине – слой глинистых частиц, оседающих на стенке скважины в результате фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Интерпретация данных каротажа – обработка результатов геофизических исследований в скважинах с целью изучения геологического разреза, выделения и оценки полезных ископаемых.

Расчленение разреза скважин – установление последовательности залегания пластов и определение их границ по данным каротажа.

Каротажные значения – значения измеряемой при каротаже величины в точках скважины.

Коллектор – горная порода, обладающая пористостью и проницаемостью, которые обеспечивают подвижность нефти или газа в породе.

Нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина – равна суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов.

Глинистость горной породы – совокупность глинистых включений в горной породе.

Плотность – отношение массы горной породы к объему породы, т. е. отношение массы твердой, жидкой и газовой фаз к его объему.

Пористость – совокупность всех пустот в минеральном скелете породы.

Коэффициент пористости – отношение объема пор к объему породы.

Параметр пористости – относительное удельное электрическое сопротивление, свободное от влияния флюида, насыщающего поры породы.

Параметр нефтенасыщения – коэффициент увеличения сопротивления, показывающий во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водонасыщенного коллектора при частичном насыщении объема пор нефтью или газом.

Коэффициент нефтегазонасыщенности – отношение объема пор, заполненных нефтью или газом, к общему объему порового пространства породы. Если считать, что весь объем пор равен единице, то сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности $K_{нг} + K_v = 1$.

Практическая работа № 1

Технология проведения геофизических исследований в скважинах

Цель работы: изучить общую технологию проведения геофизических исследований в скважинах, ознакомиться с промышленно-геофизическим оборудованием для проведения исследований.

Общие сведения о ГИС

Геофизические исследования скважин (ГИС) – исследования и работы во внутрискважинном и околоскважинном пространствах, выполняемые приборами на кабеле.

Скважина – это горная выработка цилиндрической формы. Пробуренная вертикально или под углом возможно даже переходящая, в горизонтальную. Диаметр скважины очень мал по сравнению с её длиной.

Методы ГИС отличаются большим разнообразием и используют все виды физических полей (электрические, электромагнитные, тепловые, ядерных излучений, гравитационные, механических напряжений и пр.). К ГИС относят, прежде всего – каротаж.

Каротаж – это технология по исследованию разрезов скважин геофизическими методами в около скважинном пространстве.

Каротаж основан на измерениях параметров физических полей по стволу скважины. Целью измерений является изучение свойств разбуренных горных пород и выявление продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалов пород с последующей оценкой содержания в них углеводородов.

Однако, окончательный результат геофизических исследований должен быть представлен не теми физическими свойствами, которые изучаются геофизическими методами, а такими параметрами, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициентом водонасыщения или нефтегазонасыщения исследуемого пласта и т.п. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных – этап комплексной или геологической интерпретации.

В настоящее время активно развивается комплексная интерпретация данных сейсмической разведки с опорой на результаты ГИС.

ГИС являются частью исследований и работ в скважинах составляя их основной объём.

Результаты геофизических исследований и работ в скважинах являются одним из основных видов геологической документации скважин, бурящихся для поисков, разведки и добычи нефти и газа.

По данным ГИС осуществляется подсчёт запасов нефтяных и газовых залежей и определяется степень их выработки. Они обеспечивают геологический, технический и экологический мониторинг эксплуатации месторождений и выполнение природоохранных задач.

Оборудование для геофизических исследований скважин

Геофизические исследования в скважинах проводят с помощью специальных установок, которые включают наземную и скважинную аппаратуру, соединённую между собой каналом связи – геофизическим кабелем, а также спуско-подъёмный механизм, обеспечивающий перемещение скважинных приборов по стволу скважины. Эти установки называют *автоматическими каротажными станциями*. Станции в основном являются самоходными и смонтированы на двух автомобилях повышенной проходимости.

Наземная аппаратура, включающая совокупность измерительной аппаратуры, источников питания, контрольных приборов, скомпонованная в виде отдельных стендов, смонтированных в специальном кузове, установленном на шасси автомобиля, называется *лабораторией каротажной станции*, а автомобиль, оборудованный спуско-подъёмным механизмом (лебёдкой) и вспомогательными устройствами, – *подъёмником*.

Под *скважинной геофизической аппаратурой* понимают комплекс измерительных устройств, предназначенных для определения различных физических параметров. В состав скважинной аппаратуры входит *скважинный прибор* и *наземный блок*, включающий регистрирующий прибор и источник питания. Спуск и подъём скважинного прибора осуществляется с помощью лебёдки подъёмника, геофизического кабеля, блок-баланса. Для подсоединения измерительной цепи лаборатории к жилам кабеля на лебёдке устанавливается *коллектор лебёдки*.

Блок-баланс предназначен для направления кабеля с присоединённым прибором в скважину и состоит из направляющего и подвешенного роликов.

Геофизический кабель объединяет в себе механическую и электрическую линии связи между скважинным прибором и наземными блоками геофизической аппаратуры. С помощью кабеля осуществляются спуско-подъёмные операции со скважинными приборами, питание их электрическим током, передача измерительной информации в наземные блоки, определение глубины нахождения скважинного прибора.

Для определения глубины нахождения, скорости перемещения прибора по скважине и натяжения кабеля применяют *датчики глубины, натяжения кабеля с помощью электромагнитных меток на кабеле* регистрируемых электронными устройствами наземной панели.

Схема установки для проведения ГИС показана на рисунке 1.1. К кабелю 2, намотанному на барабан лебедки подъемника 6, подсоединяется скважинный прибор 1, в котором находятся датчики и электронные узлы. Прибор опускают в скважину через направляющий блок 4 и блок-баланс 3. Выполняя грузонесущие функции, кабель 2 служит также для подачи питания и сигналов управления к скважинному прибору и передачи информации на поверхность. Кабель соединен с геофизической лабораторией 7 через соединительный провод 8. Полевой информационно-измерительный комплекс, включающий подъемник и лабораторию, называют каротажной станцией.

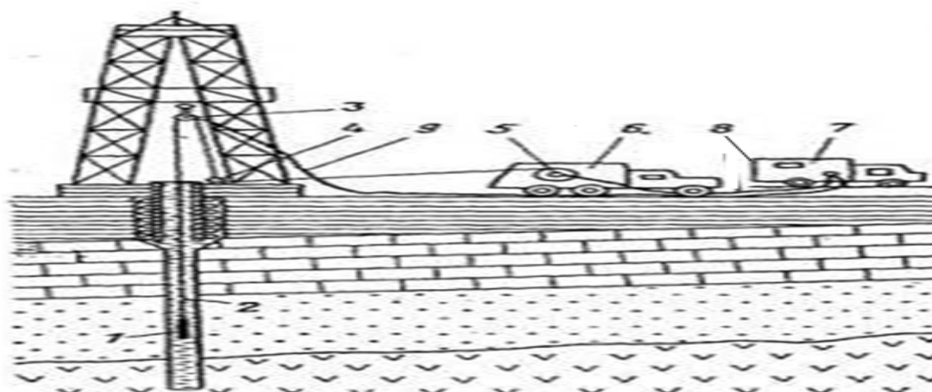


Рис. 1.1. Схема установки для проведения ГИС

Технология геофизических исследований скважин и работ

Технология геофизических исследований скважин включает следующие этапы:

- первичную, периодические и полевые калибровки скважинных приборов;
- проведение подготовительных работ на базе геофизического предприятия и непосредственно на скважине;
- проведение геофизических исследований и работ в скважинах;
- первичную обработку данных, оценку их качества;
- сдачу-приёмку отчётных материалов, содержащих файлы первичных данных контрольно-интерпретационной партии (КИП) геофизического предприятия;
- архивацию материалов и передачу данных ГИС в промыслово-геофизический отдел для интерпретации и выдачи заключения.

Калибровка скважинных приборов

Калибровка – совокупность операций контроля пригодности аппаратуры для проведения исследований в скважине и контроль параметров измерительной системы.

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия. Калибровку выполняют с использованием технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование, в соответствии с требованиями действующих стандартов.

Первичную калибровку выполняет изготовитель скважинных приборов и наземного оборудования.

Периодическая калибровка приборов проводится на базах геофизических предприятий с использованием калибровочных установок с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации на приборы и оборудование.

Полевые калибровки скважинных приборов выполняют перед каждым спуском и после каждого подъёма приборов из скважины, если это предусмотрено эксплуатационной документацией.

Подготовительные работы

Перед проведением ГИС подготовительные работы проводят на базе геофизического предприятия (производителя работ) и непосредственно на скважине. Перечень работ каротажной партии на базе геофизического предприятия включает:

- получение наряд-заказа на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем;
- ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой скважине, необходимыми для выполнения ряда работ (например: привязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований);
- получение скважинных приборов, источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности;
- запись файлов периодических калибровок и сведений об исследуемом объекте в базу данных каротажного регистратора.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии выполняет следующие подготовительные операции:

- проверяет подготовленность скважины к проведению ГИС, подписывает акт о готовности скважины к производству геофизических исследований и работ;
- проверяет правильность задания, указанного в наряд-заказе и при необходимости уточняет его с представителем недропользователя;
- устанавливает каротажный подъёмник в 25-40 м от устья скважины, надёжно его закрепляет, крепит датчики натяжения и глубины (в зависимости от конструкции подъёмника);
- устанавливает лабораторию в 5-10 м от подъёмника таким образом, чтобы из её окон и двери просматривались подъёмник и устье скважины;
- заземляет лабораторию и подъёмник;
- выполняет внешние соединения лаборатории и подъёмника между собой силовым и информационными кабелями;

Комплекс геофизических исследований скважин

Понятие «комплекс ГИС» рассматривается как единая система геофизических исследований скважин, включающая в себя:

- набор (перечень) видов каротажа, необходимых для решения всех геологических задач в конкретных геолого-технических условиях;
- технологию проведения ГИС (этапность исследований, последовательность измерений, условия подготовки скважин и аппаратуры);

- методики обработки первичных материалов и интерпретации данных ГИС, включая обоснование достоверности результатов интерпретации.

Результаты исследования ГИС получают в виде las-файлов (рис. 1.2), преобразовывают las-файлы в аналоговый вид (в виде кривых) и проводят интерпретацию данных ГИС с применением палеток, формул, графических построений и пр. Все это реализовано в программно-технологическом комплексе «ПРАЙМ» и проводится на персональных компьютерах специалистами геофизиками-интерпретаторами. Результаты выдаются в виде планшетов с исходными и расчетными кривыми и таблицы с количественными характеристиками выявленных пластов-коллекторов.

Наглядный пример результатов ГИС и результатов интерпретации данных ГИС приведен на рисунке 1.3.

Действующий комплекс ГИС и методика его применения и интерпретации обеспечивают литологическое расчленение разреза, выделение проницаемых пластов, оценку характера насыщения коллекторов, контроль технического состояния ствола скважины и другие вопросы, решаемые при проведении геологоразведочных работ на углеводородное сырье.

```

~VERSION INFORMATION
VERS.          1.20:  CWLS Log ASCII Standart -  VERSION 1.20
WRAP.          NO:   One line per depth step
~WELL INFORMATION
# MNE.M UNIT   DATA TYPE   DESCRIPTION
#
STRT.M         2657.7000:  START DEPTH
STOP.M         2816.9000:  STOP DEPTH
STEP.M         0.2000:    STEP LENGTH
NULL.M         -999.2500:  NO VALUE
COMP.          COMPANY:   FVT"НО"Белоруснефть"
WELL.          WELL:      327
FLD.           FIELD:     Речицкая
LOC.           LOCATION:
DATE.          LOGDATE:   17/01/19
SRVC.          SERVICE COMP:  WHP
UWI.           UNIQUE WELL ID: 213000_00327E
~CURVE INFORMATION
# MNE.M UNIT   DATA TYPE   DESCRIPTION
#
~PARAMETER INFORMATION
# MNE.M UNIT   DATA TYPE   DESCRIPTION
#
EKB .M         0.0000:  Kelly bushing
TD .M          0.0000:  Total depth

```

-A DEPTH	Mz10	Bz10	Ngk10	Gk10	Trnp10	Nyp10	Bk10	p110
2657.70	-999.2500	-999.2500	-999.2500	7.1620	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2657.90	-999.2500	-999.2500	-999.2500	5.1670	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2658.10	-999.2500	-999.2500	-999.2500	4.3770	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2658.30	-999.2500	-999.2500	-999.2500	5.9100	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2658.50	-999.2500	-999.2500	-999.2500	7.4280	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2658.70	-999.2500	-999.2500	-999.2500	7.5430	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2658.90	-999.2500	-999.2500	-999.2500	6.1310	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2659.10	-999.2500	-999.2500	-999.2500	4.2420	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2659.30	-999.2500	-999.2500	-999.2500	2.6920	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2659.50	-999.2500	-999.2500	2.7420	1.9600	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2659.70	-999.2500	-999.2500	2.6740	2.0690	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2659.90	-999.2500	-999.2500	2.3280	2.4200	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2660.10	2.5290	-999.2500	2.1440	2.6070	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2660.30	2.6060	14.2560	2.3620	2.4000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2660.50	2.7730	15.4380	2.6120	1.8560	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
2660.70	2.7760	15.2140	2.5170	2.3000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500

Рис.1.2. Las-файлы- результаты геофизических исследований скважин

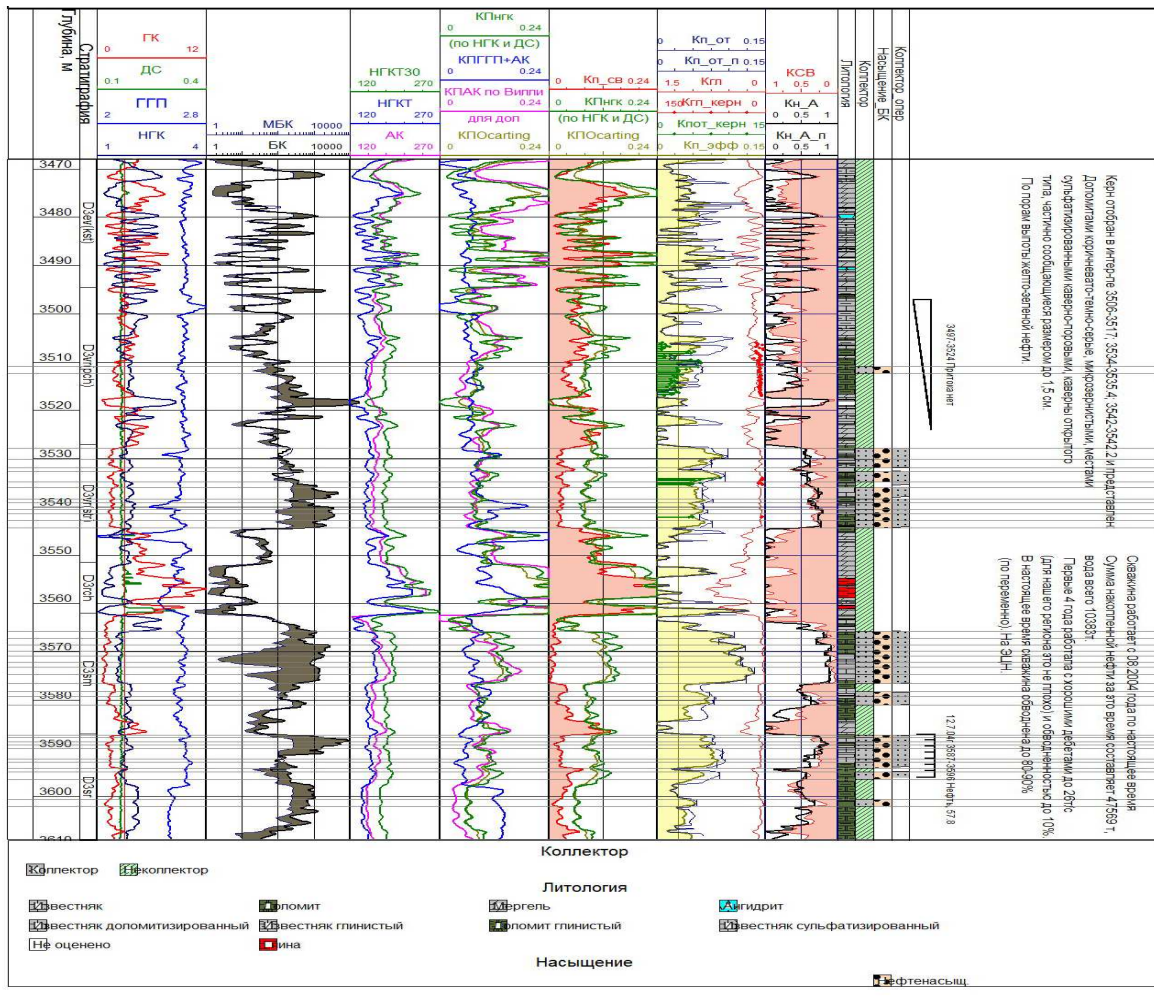


Рис. 1.3. Результаты интерпретации данных ГИС

Задачи ГИС

Исследование разрезов, уточнение геологической модели строения осуществляется с помощью геофизических исследований (каротажа). Различают несколько видов каротажа, которые основаны на измерении различных физических полей и параметров в скважине: электрические методы каротажа – ПС, КС, БКЗ, БК, БМК, микрозондирование и др.; электромагнитные методы каротажа – ИК, ДК, ВИ-КИЗ и др.; радиоактивные методы – ГК, НГК, ГКК, ИНК, ИНК-С/О и др., а также геохимический, термо- и акустический каротажи, инклинометрия, и т.д. В ГИС используются около 450 специальных терминов для характеристики геофизических исследований скважин, геолого-технических исследований в процессе бурения, по вторичному вскрытию пластов и интенсификации притока жидкости.

1. Решение задач общего характера, а именно:

- а) расчленение горных пород, слагающих разрезы скважин по литологическим признакам, определение глубин залегания и толщин;
- б) выделение пластов-коллекторов;
- г) выделение реперов для корреляции разрезов скважин и последующее изучение строения месторождений по данным интерпретации результатов геофизических исследований;
- д) стратиграфическое расчленение разрезов, определение и уточнение геологического возраста пород.

2. Решение задач детального исследования. К ним относятся: определение глинистости, коэффициентов пористости, проницаемости; определение коэффициентов нефте- и газонасыщенности продуктивных горизонтов; изучение состояния ствола скважины; изучение состояния обсадных колонн и заколонного пространства и ряд других задач.

3. Контроль, за разработкой нефтяных и газовых месторождений, который включает комплекс геофизических исследований в действующих и контрольных (пьезометрических) скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемых залежей для изучения процесса вытеснения нефти в пласте и закономерностей перемещения линий водонефтяного, газонефтяного и газоводного контактов.

4. Изучение технического состояния скважин. Это изучение проводится на всех этапах бурения скважины и в процессе эксплуатации. Во время бурения инклинометром определяют искривление ствола скважины и задают направление бурения, каверномером определяют диаметр скважины, резистивиметром и термометром – места поступления жидкости из пласта в скважину. В процессе эксплуатации выявляются места нарушения герметичности колонн, герметичности цементного кольца, нарушения сцепления цемента с колонной и породой, которые вызывают затрубную циркуляцию жидкости.

5. К геофизическим исследованиям скважин принято также относить прострелочно-взрывные работы, опробование пластов, отбор керн боковыми грунтоносами, перфорацию колонн при вскрытии пластов, торпедирование. Все эти задачи решает промысловая геофизика и еще ряд других, к примеру, прихват буровой колонны и прочее.

Но все-таки основной задачей промысловой геофизики является определение продуктивности горизонтов, определение их пористости, проницаемости и т. п. Для решения этой задачи проводится:

1. Индивидуальная интерпретация диаграмм каждого геофизического метода в отдельности с целью выделения в разрезе скважин пород с различной геофизической характеристикой и определение их физических свойств.

2. Комплексная интерпретация диаграмм различных параметров по отдельным скважинам с целью составления геологического разреза скважин, выделения и промышленной оценки полезного ископаемого.

3. Обобщающая интерпретация данных промысловой геофизики по площади, в результате которой составляются геолого-геофизические разрезы, устанавливается геологическое строение площади, характер литологической изменчивости пород, условия залегания полезных ископаемых.

4. Для такой обоснованной интерпретации необходимо знать:

а) физические свойства горных пород и буровых растворов;

б) зависимость измеряемых параметров от этих свойств;

в) методику перехода параметров, измеряемых в скважине, к физическим свойствам горных пород;

г) совокупность физических свойств пород и измеряемых параметров, позволяющих однозначно определять породы, пройденные скважиной и выявлять в них полезные ископаемые (нефть, газ, уголь, соль, воду и др.), а также методику решения этих задач на основании комплексного геологического и геофизического исследований разрезов скважины;

д) зависимость конфигурации кривых измеряемых параметров от условий залегания пород, отличающихся друг от друга физическими свойствами, толщиной и порядком чередования;

е) способы определения коэффициентов пористости, проницаемости, нефте-газонасыщенности по данным геофизических методов исследования скважин;

ж) приемы обобщающей интерпретации диаграммных материалов с целью изучения структурно-фациальной изменчивости продуктивных горизонтов и выяснения строения месторождений (залежи) полезных ископаемых.

Краткие сведения об основных методах ГИС

Методы электрметрии определяют характер насыщения. Через сопротивление жидкости насыщающей горную породу. Чем больше сопротивление, тем меньше проводимость. Нефть непровод-

ник. Вода хороший проводник. Соответственно нефть имеет большое сопротивление, вода малое. Глины также имеют малое сопротивление, т.к. полностью насыщены водой.

Методы: БК, МБК, ИК, БКЗ, ВИКИЗ (высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование), РЗ (резистивиметр).

Резистивиметр это тоже метод сопротивления, но он **определяет сопротивление жидкости, находящейся в скважине.**

Радиоактивные методы: ГК, НГК, ННКт, ГГКп, ЛПК, СГК (спектрометрический гамма-каротаж) ЯМК (ядерно-магнитный каротаж)

ГК-гамма каротаж (применяется в открытом и закрытом стволе)

Решаемые задачи:

1) определение глинистости (чем выше показания ГК, тем больше глинистость);

2) контроль технического состояния скважины, контроль за разработкой месторождения. Методом временных замеров – при замерах через некоторое количество дней, например ГК и ГК1, если есть расхождение, значит возможно, наличие перетока или обводнения;

3) привязка по глубине, по реперам и стратиграфическим разбивкам. Реперами являются глинистые пласты.

Радоновый метод – исследование технического состояния скважины. В раствор добавляют радон, который пройдет в горную породу через перфорированные отверстия и нарушения в колонне, после чего промывают скважину и делают замер ГК. По повышенным показаниям ГК увидят где нарушение.

НГК, ННКт – определяет пористость, т. е. водородосодержание в породе.

ГГКп – замеряет плотность горных пород и через уравнение вычисляется пористость. Зная скелетные значения плотности пород соответственно литологии.

ГГКп – также применяется для контроля технического состояния скважины. Контролируется плотность цементного кольца. Условие измерения – плотное прилегание к стенке скважины.

ЛПК – более детальное расчленение по литологии и плотности, также определяем пористость, через плотность.

СГК - детальное разделение глинистого состава на спектры – уран, торий, калий. Выявление коллекторов с повышенными показаниями ГК не связанных с глинистостью.

АК в открытом стволе - определяет пористость литологию, сейчас уже прибором ВАК-8, а вдруг они будут работать в заруб (волновой акустический каротаж восьмиканальный) – определяется структура порового пространства горных пород.

Есть предложения определять проницаемость, насыщение (Авторы московского института нефти и газа один из которых Черноглазов). Но расчеты пока еще не совсем совершенны. То есть результаты не очень достоверны. Но над этим работают.

АК в колонне – применяют для контроля технического состояния скважины. Метод АКЦ – (акустический цементомер) определяет пустоты, разрушения цементного кольца.

ИННК – определяет положение ВНК, ГНК, ВГК и характер текущего насыщения через колонну и в открытом стволе.

Стандартный (обязательный) комплекс он же рациональный применяемый на месторождениях Белоруссии в открытом стволе включает в себя: **ГК, ННКт, НГК, ГГП, БК, МБК, АК (ВАК), КВ - профилемер, инклинометрия.**

При разработке известных месторождений с аномальной естественной гамма активностью, стандартный комплекс дополняют методом СГК.

Комплекс методов для контроля за техническим состоянием скважины в колонне: ГК, ЛМ, АКЦ, ГГДТ (гамма-гамма-дефектометрия и толщинометрия), термометрия, САТ (скважинная акустическая телеметрия), ОГЦ (отбивка головы цемента), ИННК, электромагнитная и магнито-импульсная дефектоскопия, резистивиметрия, инклинометрия, дебитометрия на притоке, на закачке.

Методы для определения пористости:

НГК (усл.ед), ННКт(усл.ед), АК(ВАК)(мкс/м), ГГКп(г/см³), ЯМК(мс), ЛПК(г/см³), БК(Омм), ПС(mV).

Методы для определения литологии:

АК(мкс/м), ГГПК(г/см³).

Методы для определения характера насыщения:

БК (характеризует сопротивление г.п. в Омм), МБК(Омм), ИК (проводимость Сим, для дальнейшей интерпретации переводится в Омм), ВИКИЗ(Сим, аналогично ИК), ИННК (мкс), ЯМК (мс).

Методы для определения глинистости: ГК, СГК, ПС, ЯМК.

Контрольные вопросы

1. Определение ГИС.
2. Скважина.
3. Каротаж.
4. Цель применения ГИС.
5. Что понимают под скважинной геофизической аппаратурой?
6. Этапы технологии ГИС.
7. Подготовительные работы к проведению ГИС.
8. Калибровка.
9. Что вы понимаете под комплексом геофизических исследований скважин?
10. Задачи ГИС.
11. Перечислите основные методы ГИС и единицы измерения.
12. Перечислите методы для определения глинистости единицы измерения.
13. Перечислите методы для определения характера насыщения и единицы измерения.
14. Перечислите методы электрометрии и единицы измерения.
15. Перечислите радиоактивные методы их назначение и единицы измерения.
16. Назовите стандартный комплекс ГИС применяемый в открытом стволе и назначение методов.
17. Перечислите методы для контроля, за разработкой месторождения.
18. Перечислите методы для контроля технического состояний скважины.
19. Первоначальный вид результатов ГИС.
20. Перечислите методы (с единицами измерения), для определения пористости.

Практическая работа № 1 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все 20 вопросов.

Практическая работа № 2

Предварительная обработка данных ГИС. Расчленение разреза на пласты-коллекторы, пласты-неколлекторы, определение их толщин и снятие отсчетов

Цель работы: приобретение навыков предварительной обработки комплекса данных ГИС. Научиться выявлять пласты-коллекторы, плотные пласты и глинистые по каротажным диаграммам геофизических исследований скважин.

Теоретическая часть практикума

Этап I. Этап предварительной обработки геофизических данных включает:

Увязку кривых по глубине и по реперам

При увязке кривых ГИС необходимо совместить показания (пики) реперных пластов (глинистых и плотных) на одной глубине по всем кривым. Так как возможно не совпадение глубин из-за разных условий замера, разного натяжения кабеля (разный вес прибора и соответственно растяжение кабеля, изменение цены первой метки, качество разметки кабеля, проскальзывание мерного ролика и т. д.). Следовательно, отметка глубины залегания пласта может отбиваться с погрешностью от 0,2 м до 3–4 м.

Наглядный пример можно наблюдать на рисунке 2.1 (аналогичные планшеты будут выданы преподавателем, каждому слушателю).

Для правильной интерпретации кривых ГИС все они должны быть увязаны между собой и приведены к одной «опорной» кривой, по глубинам которой выдаётся заключение и рекомендации для опробования, перфорации, отбора грунтов и др.

Для правильной увязки необходимо знать:

- **Правила определения границ пластов** по кривым методов ГИС (рис. 2.1):

а) границы пласта по кривой ГК находятся на середине подъема и середине спада кривой. Остальные кривые стараться увязывать с ГК и между собой.

• ***Последовательность увязки кривых.***

а) кривая БК увязывается к ГК;

б) все остальные методы электрометрии нужно сдвигать относительно БК групповой подвижкой.

Увязанные пласты должны соответствовать следующему:

– глинистый пласт (max показания ГК) имеет min БК. Эти две пики, должны быть четко напротив друг друга. max ГК на одной линии - min БК, при этом ГК остается неподвижной, а БК выравнивается на глубину ГК. Так как ГК всегда реперная кривая;

– плотный пласт – на одной линии глубины min ГК, max НГК, max БК;

соль (галит) – имеет самые высокие показания по НГК, самые малые или на уровне плотного пласта показания ГК и высокие с каскадным снижением показания БК. Минимумы и максимумы разных методов должны лежать на одной линии глубины.

Приведение геофизических кривых к стандартным скважинным условиям;

Стандартными условиями являются: номинальный диаметр скважин, определенное давление, температура и плотность бурового раствора (для каждого месторождения, а иногда и залежи свои).

Ввод поправок является первым этапом геофизической интерпретации данных ГИС и предназначен для приведения измеренных и отредактированных кривых ГИС, искаженных влиянием зонда, скважины, вмещающих пород и аппаратурных погрешностей к физическим свойствам пород в их естественном залегании. Ввод поправок включает программы исправления кривых РК за аппаратурные погрешности, кривых ИК, БК за скважину и вмещающие породы, кривой ПС за влияние электрических характеристик и толщины пласта.

Обработке подвергаются непрерывные диаграммы без предварительного выделения пластов. Вводятся следующие поправки:

1. за инерционность измерительной аппаратуры;
2. за нелинейность аппаратуры (только для аппаратуры на газоразрядных счетчиках типа ГК)
3. за гамма фон в НГК;
4. за отклонение диаметра скважины от номинального в НГК и ГК;
5. за плотность и минерализацию раствора в НГК и НК и др.

Для обсаженных скважин еще и толщину колонны и цементного кольца. Но для современной аппаратуры влияние этих внешних факторов оказывают незначительные изменения на итоговый результат.

Алгоритмы, реализующие перечисленные процедуры обработки и интерпретации данных ГИС, в разных системах могут незначительно отличаться, но основные принципиальные положения алгоритмов сохраняются.

Этап II. Расчленение разреза на пласты-коллекторы, пласты-неколлекторы, определение их толщин

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезе осуществляется по качественным признакам и количественным критериям.

Качественные признаки коллектора обусловлены наличием проникновения фильтрата бурового раствора, которое приводит к возникновению и формированию глинистой корки на границе скважина-коллектор и зоны проникновения фильтрата в коллекторе.

Качественными признаками коллектора являются: наличие глинистой корки, поглощение бурового раствора в процессе бурения, прихват бурового инструмента.

Количественные критерии пластов коллекторов основаны на следующих предпосылках:

1) в каждом конкретном разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород - не коллекторов по величине пористости, проницаемости, глинистости, а следовательно, и по значениям геофизических параметров, отражающих указанные свойства;

2) для изучаемого разреза, граница между коллекторами и не коллекторами характеризуется граничными (критическими) значениями коэффициентов пористости, глинистости, проницаемости, и связанными с этими параметрами граничными значениями геофизических данных. Граничные значения каждого параметра определяют статистически по результатам испытаний интервалов с однозначной геофизической характеристикой, а также по лабораторным исследованиям и петрофизическим зависимостям лабораторных данных керн на изучаемого геологического объекта.

Песчаные и алевритовые (слабо сцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надёжно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы.

Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальные показания по кривой ГК. Для разделения малопористых песчано-

алевритовых пород и слабо сцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования. Песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу - глинистые коллекторы.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на гранулярные (с межзерновой пористостью), трещинные, кавернозные и коллектора смешанного типа.

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют чётко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями. Одним из наиболее типичных признаков трещинно-кавернозного коллектора является закономерное расхождение значений общей пористости, определённой по нейтронному и гамма-гамма каротажу, и трещинной пористости, определённой по акустическому каротажу.

Трещинно-кавернозный коллектор гораздо выразительнее выделяется на диаграммах детального механического (возможны случаи провала бурового инструмента) и фильтрационного методов (катастрофическое поглощение промывочной жидкости вплоть до полной потери циркуляции). В таком коллекторе при очень низком содержании глинистого материала в матрице возможны повышения показаний на диаграммах ПС и ГК из-за коагуляции эффективного порового пространства близ стенок скважины (иногда на десятки сантиметров) глинистыми частицами промывочной жидкости. Не характерны для трещинно-кавернозного коллектора в отличие от трещинного следующие признаки: $K_{пАК} > K_{пГГК}$ при вскрытии на минерализованной промывочной жидкости.

Основные признаки пластов-коллекторов, плотных пластов и глинистых

Признаки пластов-коллекторов:

- min значения ГК (до 3 гамм, для Припятского прогиба);
- значения НГК ниже среднего по уровню всей кривой разреза в данном интервале, при этом используя информацию по скважинам;
- наличие глинистой корки по кривой диаметра скважины.

Признаки плотных пластов:

- повышенный НГК;
- диаметр скважины равен номинальному (размер долота);
- высокие показания БК,ИК,ВИКИЗ.

Выделение глинистых пластов:

- диаметр скважины больше номинального;
- показания ГК высокие;
- напротив глинистых пластов показания БК min(для Припятского прогиба от 5 до 10 Ом).

Признаки характера насыщения пластов-коллекторов:

- Если пласт-коллектор водонасыщенный, то:
- ГК,НГК показания низкие;
 - возможно глинистая корка, низкий БК для водонасыщенного пласта(от 10 до 30 Ом)

МБК>БК

Пласт-коллектор нефтенасыщенный:

- НГК, ГК показания низкие;
- БК высокие показания (от 10 Ом-метр и до ∞);
- ИК в Ом будет высокая истинная проводимость.

Этап III. Снятие отсчетов

На рисунке 2.1 ступенчатой кривой показан пример снятия отсчетов на мощных и маломощных пластах.

Практическая часть.

Задание для выполнения практикума

1. Визуально изучить представленный планшет для работы.
2. Распознать пласты-коллекторы, глинистые пласты плотные.

3. Расчленить пласты-коллекторы, плотные и глинистые кровле и подошве.

4. Снять отсчеты по всем кривым:

- ✓ одного самого плотного пласта по разрезу;
- ✓ одного самого глинистого пласта по разрезу;
- ✓ всех пластов-коллекторов.

5. Результаты записать аккуратно в таблицу. Форма таблицы представлена в приложении 1. (Сделать ксерокопию формы таблицы и результаты выполнения этой и последующих практических работ заносить в данную таблицу).

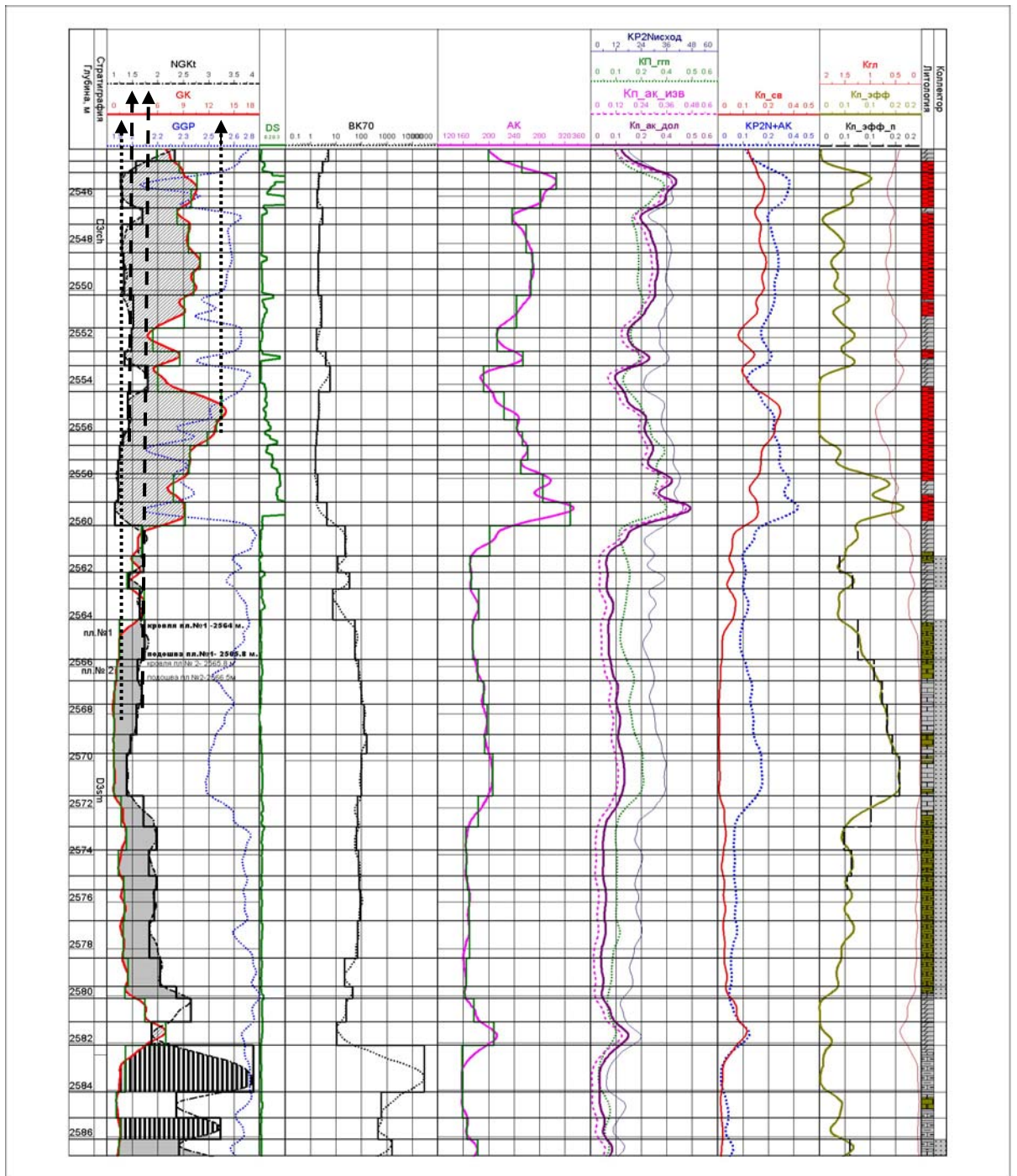
Последовательность выполнения задания.

На планшете, выданном, преподавателем представлены исходные кривые (данные результатов исследования ГИС) и расчетные кривые (результаты интерпретации данных ГИС).

1. Необходимо внимательно изучить шапку планшета и разобраться, какая кривая (мнемоника) к какой шкале относится.

2. Снять отсчеты соответственно 4 пункта задания. Работать с планшетом выданным преподавателем. Пример на рисунке 2.1 и в таблице 2.1.

3. На практической работе № 2 необходимо заполнить с первого по десятый столбец, по всем пластам выявленным, согласно 4 пункту задания.






-  - глинистый пласт
-  - плотный пласт
-  - коллектор

Рис. 2.1 Пример рабочего планшета с результатами ГИС и результатами интерпретации данных ГИС

Таблица 2.1

№ пласта	кровля- подошва пласта	Дскв	мощность пласта h (м)	отчет ГК (□)	отчет НГК (ННКт) (у.е.)	отчет ГПП (г/см3)	отчет БК (Омм)	отчет АК (мкс/м)	КР2N %	КП_АК для изв.(%)	КП_АК для дол.(%)	КП_АК по палетке (%)	КП_ГПП по формуле (%)	КП_ГПП по палетке (%)	КПсв (%)	Кпэф	КГЛ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1пл	2564-2565.8	0.218	1.8	1.44	1.74	2.62	56.6	184	25	5.2	10	15	6.0	15	2.1	12.9	5.2
2пл	2565.8-2566.5	0.221	0.7	1.09	1.60	2.51	75.7	181	29	6.9	10	17	13.2	19	1.4	16.6	3.5
<i>И так далее выделить на предоставленном преподавателем планшете все пласты коллекторы + один плотный + один глинистый</i>																	

Примечание:

3-й столбец - h – это мощность пласта, разница между подошвой и кровлей
 $2565.8 - 2564 = 1.8 \text{ м}$

11-й столбец- $\Delta T_{ск}$ известняк = 164 мкс/м; $\Delta T_{ск}$ – доломит = 143 мкс/м; $\Delta T_{жс}$ = 550 мкс/м.
 $КП_АК_{изв} = 184 - 164 / 550 - 164 = 0.054 * 100 = 5.2\%$;

12-й столбец $КП_АК_{дол} = 184 - 143 / 550 - 143 = 0.1007 * 100 = 10\%$

14-й столбец - δ_M известняк = 2.71 г/см³; $\delta_ж$ = 1.2 г/см³
 $КП_ГПП = 2.71 - 2.62 / 2.71 - 1.2 = 0.0596 * 100 = 6.0\%$

13; 15-й столбцы определение смотреть по векторам на рис. 3.1; 4.1.

КПО – коэффициент пористости общий. В расчет берется либо среднее значение по всем пористостям (не на много отличающихся между собой), либо одно из двух-трех совпавших результатов рассчитанных (определенных по палетке) по разным методам. Из приведенного примера в таблице 2.1 для дальнейшего расчета можно взять данные столбцов 13, 15.

16, 17, 18 – столбцы заполняются результатами просчетов по формулам (5.2; 5.3; 5.4) четвертой лабораторной работы. Показания GK_{min} и GK_{max} должны быть ранее сняты с планшета, выданного слушателю преподавателем, и занесены в таблицу.

$KПЭФ = KПО - KПСВ:$

1 пл) $KПЭФ = 15 - 2,1 = 12,9 \%$.

2пл) $KПЭФ = 18 - 1,4 = 16,6 \%$.

$KГЛ = KПСВ / 0,40$

1пл) $KГЛ = 2,1 / 0,40 = 5,25 \%$;

2пл) $KГЛ = 1,4 / 0,40 = 3,5 \%$.

Контрольные вопросы

1. Перечислите этапы предварительной обработки данных ГИС.
2. Назовите качественные признаки пластов-коллекторов.
3. На чем базируются количественные критерии?
4. Какие показания ПС и ГК против глинистого пласта?
5. Перечислите признаки плотных пластов и глинистых.
6. Назовите признаки на качественном уровне водонасыщенного пласта-коллектора.
7. Назовите признаки на качественном уровне нефтенасыщенного пласта-коллектора.

Практическая работа № 2 считается защищенной, если студент, устно либо письменно, ответит на все контрольные вопросы в полном объеме и занесет в таблицу верные значения, соответствующие рабочему планшету, выданному ему, преподавателем.

Практическая работа № 3

Определение коэффициента пористости (K_p) по данным акустического каротажа

Цель работы: научиться рассчитывать пористость с использованием формулы – уравнения Вилли и палеток Шлюмберже.

Теоретическая часть

К акустическому каротажу (АК) относятся методы, определяющие упругие свойства горных пород, пройденных скважиной. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, распространяющиеся по буровому раствору и в горных породах и регистрируемые приёмными устройствами скважинного прибора. Обычно определяются скорости и амплитуды принимаемых сигналов и их затухание.

Акустический каротаж в основном используется в двух модификациях: акустический каротаж по скорости и акустический каротаж по затуханию. Выделяют продольные упругие волны, вызывающие колебания частиц по направлению распространения волн, и поперечные, вызывающие колебания перпендикулярно направлению распространения волны. Продольные волны распространяются в твёрдых, жидких и газообразных телах, а поперечные, в основном, в твёрдых телах.

Основное условие исследования аппаратурой АК – раствор не должен быть аэрированным. Аэрированные пузырьки будут заглушать скорость волны, тем самым искажая данные. Достоверно проинтерпретировать данные АК, не представится возможным.

Данные исследований акустического каротажа используются для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения общей пористости и структуры емкостного пространства.

Коэффициент полной (общей) пористости K_p вычисляется как отношение суммарного объема всех пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$: $K_p = V_{пор} / V_{обр}$.

При интерпретации необходимо иметь несколько вариантов просчета общей пористости по данным различных методов ГИС. В дальнейший расчет берется либо среднее значение всех пористостей (не на много отличающихся между собой), либо одно из двух-трех совпавших результатов рассчитанных (определенных по палетке) по разным методам.

Расчет пористости по уравнению Вилли

Между скоростью распространения акустических волн, упругими свойствами и компонентным составом горных пород существует определённая аналитическая связь. Одним из уравнений, описывающих системную связь, является следующее:

$$\Delta T_n = \Delta T_{ск} + (\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}) \cdot K_n^{m_n} + (\Delta T_{зл} - \Delta T_{ск}) \cdot K_{зл}^{m_{зл}}, \quad (3.1)$$

где m_n и $m_{зл}$ зависят от структуры и степени консолидации коллектора и изменяются от 0,7 до 1,5. При $m_n = 1$ и $k_{зл} = 0$ получаем уравнение среднего времени (уравнение Вилли):

$$\Delta T_n = \Delta T_{ск} + (\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}) \cdot K_n, \quad (3.2)$$

при $m_{зл} = 1$:

$$\Delta T_n = \Delta T_{ск} + (\Delta T_{зл} - \Delta T_{ск}) \cdot K_{зл} + (\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}) \cdot K_n \quad (3.3)$$

Таким образом, время прохождения упругой продольной волны определяется временем прохождения в скелете породы, в пластичной составляющей $\Delta T_{зл}$, флюида, заполняющего поровое пространство, и коэффициентами пористости и глинистости. Поэтому интервальное время можно использовать для оценки K_n и $K_{зл}$.

Интервальное время в пластовых водах зависит от минерализации, температуры и давления (глубины залегания). Окончательный вывод для расчета пористости по уравнению Вилли соответствует:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}}, \quad (3.4)$$

где ΔT_n , $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{жс}$ – интервальные времена прохождения упругой продольной волны в исследуемом пласте, в минеральном скелете породы и флюиде, заполняющем поровое пространство, соответственно, в пределах зоны исследования АК (≈ 25 см стенки скважины).

Определение ΔT_n , $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{жс}$.

Определение ΔT_n

При акустическом каротаже измеряется время прохождения упругой продольной волны в интервале, соответствующем базе зонда

ΔL . База зонда – это расстояние между приёмными устройствами. Точка записи относится к середине базы зонда. Пласт выделяется на середине подъема и середине спада кривой.

Определение $\Delta T_{ск}$

Величина $\Delta T_{ск}$ зависит от минерального состава скелета. Данные $\Delta T_{ск}$ для наиболее распространённых породообразующих минералов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Минерал	$\Delta T_{ск}$, мкс/м	Минерал	$\Delta T_{ск}$, мкс/м
Кварц	164	Доломит	143
Полевой шпат	170	Ангидрит	164
Слюда	178	Гипс	172
Кальцит	155	Каменная соль	208
Ортоклаз	150	Альбит	166
Микроклин	163	Мусковит	170

Эти значения верны для атмосферных условий для монолитных массивов с идеальным акустическим контактом между зёрнами. Но в реальных условиях акустический контакт между зёрнами ухудшается с увеличением содержания глинистого материала в терригенных или нерастворимого остатка в карбонатных отложениях. Всё это приводит к изменениям в сторону увеличения $\Delta T_{ск}$.

Поэтому, с целью исключения погрешности в определении $\Delta T_{ск}$, могут быть использованы другие способы оценки:

1. Скорость, измеренная в скважине (или ΔT), сопоставляется с пористостью, определённой по керну при его сплошном отборе. Строится зависимость $\Delta T = f(K_n)$. Пересечение этой зависимости с $K_n = 0$ даёт значение ΔT_n , соответствующее $\Delta T_{ск}$.

2. Если сведений о минеральном составе скелета недостаточно, можно сопоставить величины ΔT и (БК). Строится график, усредняющий полученные точки до пересечения с осью ΔT , и находится $\Delta T_{ск}$, соответствующее породе с $\rho_k \rightarrow \infty$ и $\Delta T = 0$.

Определение $\Delta T_{жс}$

Время прохождения упругой продольной волны $\Delta T_{жс}$ для флюидов, заполняющих поровое пространство, зависит от их состава и термодинамического состояния (t° , Pm). Для водных растворов солей $\Delta T_{жс} = 550 \div 690$ мкс/м и зависит от их минерализации, причём с уменьшением минерализации $\Delta T_{жс}$ растёт. Для рассолов ≈ 420

г/см³. Для пресных растворов с низкой минерализацией $\Delta T_{жс} = 600 \div 620$ мкс/м, для смеси пресного фильтрата с пластовой водой средней минерализации $\Delta T_{жс} = 580 \div 600$ мкс/м. Для Припятского прогиба в среднем берется 550 г/см³.

Для нефти величина $\Delta T_{жс}$ зависит от её плотности и газового фактора и составляет 700÷770 мкс/м, увеличиваясь с ростом газового фактора и уменьшением плотности. Величина ΔT_2 (в газе) меняется в широких пределах в зависимости от термобарических условий и равна 1000÷2100 мкс/м. Поэтому, ввиду резкого различия в значениях $\Delta T_{жс}$, ΔT_2 , наличие газа в породе в зоне исследования АК всегда завышает ΔT_2 и, как следствие, ΔT_2 .

Основные задачи решаемые с помощью акустического каротажа в открытом стволе:

- ✓ определение пористости;
- ✓ литологического состава горных пород;
- ✓ структуру порового пространства горных пород;

в колонне:

- ✓ качество цементного кольца, метод называется АКЦ

Определение пористости с учетом литологического состава горной породы с использованием комплексных палеток Шлюмберже

Комплексные палетки Шлюмберже позволяют определить пористость исследуемого пласта по данным АК-ННКт и АК-ГПП с учетом литологии и с поправкой за влияние глинистости на показания ННКт.

Пример определения пористости по данным АК-ННКт (рис. 3.1).

Показания АК=184 мкс/м откладываем по оси «У» показания пористости (результат записи метода ННКт-КР2N = 25% с планшета) по оси «Х» КП = 25%. Точка пересечения этих координат попадает на шкалу доломита с показанием 15%. Таким образом, мы получили истинную пористость 15% с поправкой за литологию, которая будет приниматься за общую.

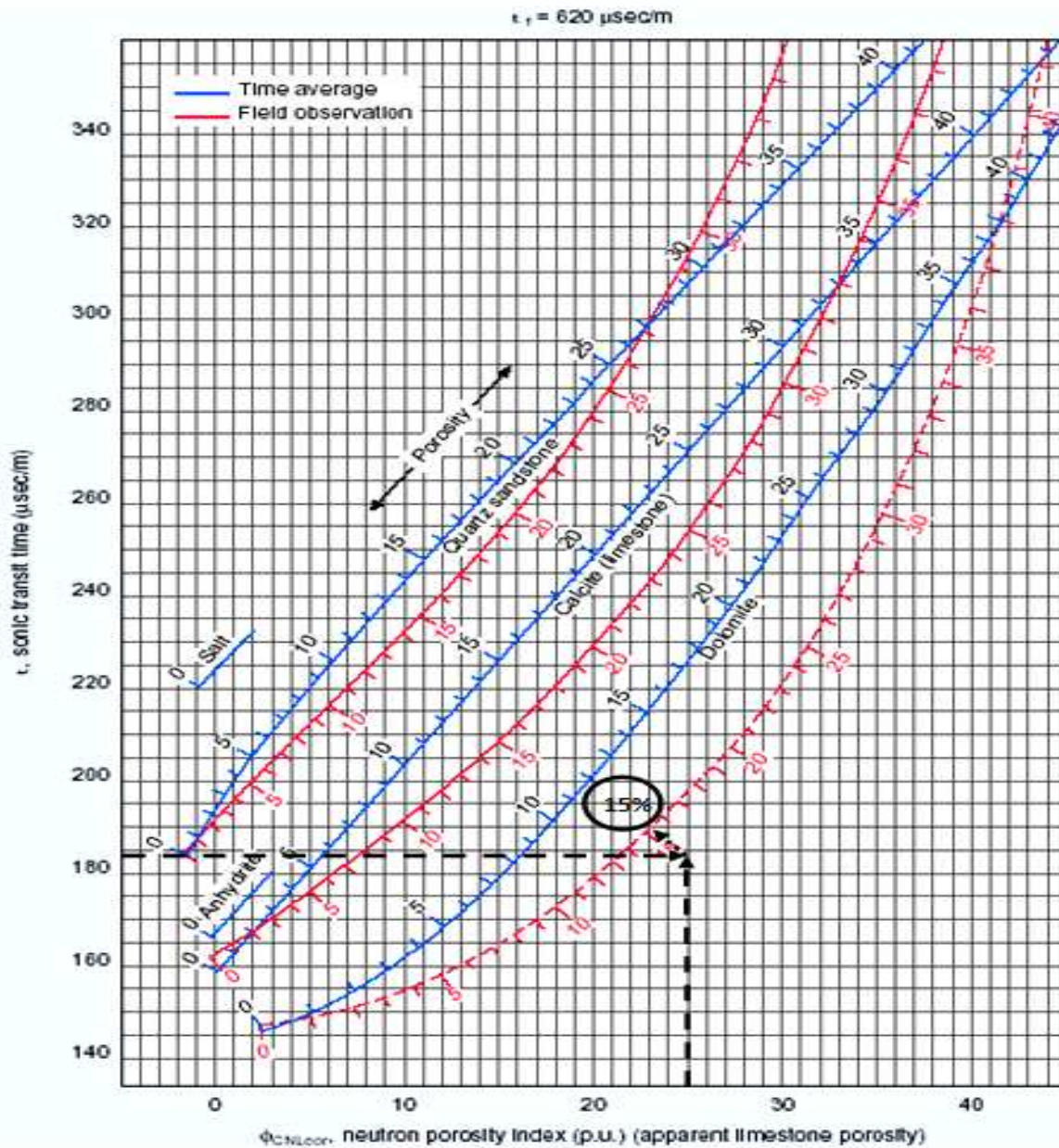


Рис. 3.1. Палетка для определения пористости и литологии по акустическому (sonic transit time) каротажу и нейтронному методу пористости (neutron porosity index)

Задание

1. Рассчитать пористость по данным АК (для известняка и доломита).
2. Определить пористость с учетом литологии палетке Шлюмберже АК-ННК
3. Расчеты по формулам сделать в тетради.

4. Результаты пористостей определенных по данным АК, по формуле и по палетке аккуратно занести в таблицу продолжая заполнять ее соответственно теме практической работы № 3, с 11 по 13 столбец.

Пояснение к выполнению задания:

Выполнение пункта 1

Для расчета КП по АК [формула (3.4)] значение ΔT_n соответствует показаниям АК с планшета, это отсчет с кривой АК занесённый в таблицу в столбец 9. $\Delta T_{жс} = 550 \text{ г/см}^3$.

Скелетные значения из таблиц (3.1) в теоретической части.

Результаты расчетов КП, заносятся в таблицу (прилож.1) в столбцы 11, 12,13 соответственно.

Выполнение пункта 2

Снятие значений КП указаны стрелками (рис. 3.1) и описано выше. Значения заносятся таблицу (приложение 1) в столбец 13.

Контрольные вопросы

1. Способы определения пористости по данным АК (формулы).
2. Задачи, решаемые с помощью акустического каротажа.
3. Какие свойства горных пород определяет АК?
4. От чего зависит параметр $\Delta T_{ск}$?
5. Что значит интервальное время и от чего зависит эта величина?
6. Что обозначает данный параметр $\Delta T_{жс}$, от чего зависит и в каких пределах изменяется?
7. Назовите несколько значений $\Delta T_{ск}$ основных породообразующих минералов.
8. Условия эксплуатации прибора АК, глубинность исследования и единицы измерения.
9. Напишите уравнение Вили.
10. Напишите уравнение среднего времени для расчета пористости по АК.

Практическая работа № 3 считается защищенной, если студент, устно либо письменно, ответил на все контрольные вопросы в полном объеме и занес в таблицу с 11 по 13 столбец, верные значения, соответствующие рабочему планшету, выданному ему преподавателем.

Практическая работа № 4

Определение коэффициента пористости (K_p) по данным гамма-гамма плотностного каротажа

Цель работы: научиться рассчитывать пористость по данным метода гамма-гамма плотностного каротажа, двумя способами: используя формулу и палетку Шлюмберже.

Теоретическая часть

Гамма-гамма-каротаж основан на облучении горных пород γ -квантами энергией до 2 МэВ. Метод имеет модификации: плотностной и литологический (селективный). Горные породы облучают гамма-квантами и регистрируют интенсивность гамма-лучей индикатором на расстоянии 15-40 см от источника (длина зонда). Между источником и индикатором помещают экран из тяжелых металлов, хорошо поглощающих гамма-кванты (железа, свинца).

При облучении пород жесткими γ -лучами происходит комптоновское рассеяние. Жесткие γ -лучи теряют часть своей энергии и превращаются в мягкие лучи. В среде возникает фотоэлектрическое поглощение. Вероятность комптоновского рассеяния пропорциональна плотности пород (в определенном интервале). Фотоэлектрическое поглощение зависит от вещественного состава пород.

Применение $\gamma\gamma$ -методов в открытом стволе дает возможность расчленивать разрез по плотности и соответственно перейти к расчету пористости, различать породы глинисто-песчанистые и известковистые т.е. определить литологию горных пород исследуемого пласта.

Обязательное условие измерения – плотное прилегание к стенке скважины, дабы исключить влияние скважинного раствора на гамма-кванты.

В колонне метод применяется для контроля технического состояния скважины. Определяет качество плотности цементного кольца.

Расчет пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа

В методе рассеянного гамма-излучения или гамма-гамма методе [4] измеряется интенсивность вторичного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$,

возникающего при облучении породы потоком гамма-квантов. Различают плотностной ГГМ-П и селективный ГГМ-С варианты метода. Для изучения разрезов нефтяных и газовых скважин используют плотностной вариант, в котором порода облучается потоком жестких гамма-квантов с энергией $E_{\gamma\gamma} \approx 1$ МэВ.

Регистрируемое значение рассеянного γ -излучения определяется электронной плотностью породы δ_e .

Электронная δ_e и объемная δ плотности среды, представленной одинаковыми атомами, связаны соотношением:

$$\delta_e/\delta = 2Z/M, \quad (4.1)$$

где Z — атомный номер; M — относительная атомная масса. Поскольку для основных породообразующих минералов осадочных пород величина $2Z/M$ близка к единице, $\delta_e = \delta_p$ и, следовательно, регистрируемая величина $I_{\gamma\gamma}$ характеризует объемную плотность породы δ_p . В отличие от других элементов для водорода отношение $\delta_e/\delta = 2$. В связи с этим в высокопористых породах при заполнении пор водой, нефтью и газом δ_e отличается от δ_p (табл. 4.1).

Конечной целью интерпретации диаграммы плотностного метода является обычно определение не плотности δ_p , а связанной с ней пористости пород.

В низкопористых разрезах типа гидрохимических отложений, где $k_p \rightarrow 0$; $\delta_p \rightarrow \delta_{ск}$. В этом случае в соответствии с таблицей 4.1 плотностной метод служит для определения литологического состава пород (соль, ангидрит, известняк, гипс).

В разрезах с известным мономинеральным скелетом пород при насыщении пор водой δ_v (или фильтратом δ_f в зоне исследования метода 10-15 см) пористость, достаточно надежно определяют по формуле [10,18]:

Таблица 4.1

Плотность δ_m и электронная плотность δ_e некоторых минералов [3, 9]

Минерал	$\delta_m \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_e \cdot 10^3$, кг/м ³	δ_e/δ_m
1	2	3	4
Кварц	2,65	2,647	0,9988
Кальцит	2,71	2,709	0,9991
Доломит	2,85	2,844	0,9978
Ангидрит	2,95	2,949	0,9994

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4
Гипс	2,32	2,37	1,022
Галит	2,18	2,09	0,959
Ортоклаз, микроклин	2,57	2,55	0,9916
Глина	2,63	2,629	1,0078
Монтмориллонит без межпакетной воды	3,36	3,26	1,001
Монтмориллонит с массовым содержанием воды 26%	2,2	2,255	1,025
Вода минерализ.(C _в =200 г/л)	1.146	1.1459	1,0006
Вода (пресная)	1	1,11	1,11
Глинистый раст-р в условия Припятского прогиба	1,2	-	-
Нефть	0,85	-	1,14
Газ – метан CH ₄	-	-	1,245

$$K_n = \delta_m - \delta_n / \delta_m - \delta_{жс}, \quad (4.2)$$

где δ_m - плотность матрицы, δ_n - плотность горной породы в скважине регистрируемая прибором, $\delta_{жс}$ - плотность флюида, заполняющего поровое пространство (принимается раствор в скважине: вода минерализованная; вода пресная; глинистый раствор). Из этого соотношения следует, что по результатам ГПП каротажа, может быть определена только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых пор, каверн и трещин и связанной водой содержащейся на частицах глинистого материала.

В проницаемых породах значение $\delta_{жс}$ в зоне исследования ГГК-П, глубинность которого не превышает 0,1 м, определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости. *Для Припятского прогиба плотность фильтрата промывочной жидкости принимается 1.4-1.2 г/см³.*

В газонасыщенных пластах, определяемое K_n завышается. Влияние газонасыщенности зависит от плотности газа, которая в свою очередь определяется давлением и температурой.

Определение пористости с учетом литологического состава горной породы с использованием комплексных палеток Шлюмберже

Пример определения пористости по данным ГПП-ННКТ (рис. 4.1)

Показания ГПП=2.71 г/см³ откладываем на оси «У», а показания пористости (данные метода ННКТ-КР2N = 25% с планшета), откладываем на оси «Х»- КР2N=25%. Пересечение сходится на линии доломита в точке пористости равной 15%. Таким образом, мы имеем истинную пористость равную 15% с поправкой за литологию.

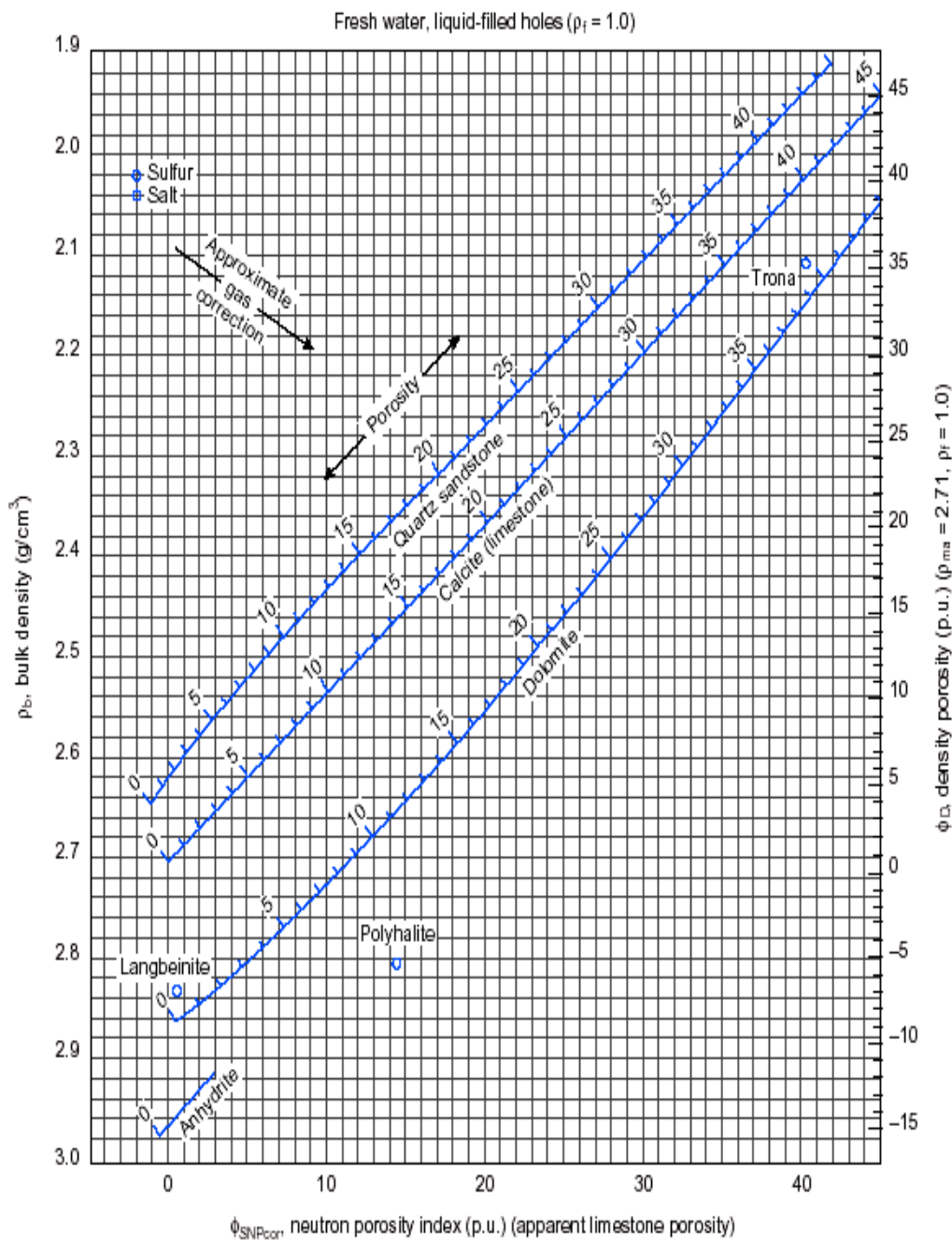


Рис. 4.1. Палетка для определения пористости по плотностному (bulk density) каротажу и нейтронному методу пористости (neutro porosity index)

Задание

1. Рассчитать пористость по формуле по данным ГГП.
2. Определить пористость с учетом литологии по ГГП по палетке рисунок 4.1.
3. Расчеты по формуле сделать в тетради.
4. Результаты пористостей определенных по данным ГГП, по формуле и палетке аккуратно занести в таблицу продолжая заполнять ее соответственно теме практической работы № 4, столбцы 14,15.

Пояснение к выполнению задания:

Выполнение пункта 1

Для расчета КП по ГГП (GGP) [формула (4.2)] значение δ_m (плотность матрицы, т. е. скелетное значение) выбирается в таблице 4.1; значение δ_n соответствует показаниям ГГП (GGP) с планшета, это отсчет с кривой ГГП(GGP), занесенный ранее студентом в столбец 7.

$\delta_{жс} = 1,2 \text{ г/см}^3$ -фильтрат раствора часто используемый в условиях Припятского прогиба.

Скелетные значения из таблицы 4.1 в теоретической части.

Результаты расчетов КП по ГГП заносятся в таблицу (приложение 1) в столбец 14.

Выполнение пункта 2.

Снятие значения КП указано стрелками (рис. 4.1) и описано выше в теоретической части. Значение заносится в таблицу (приложение 1) в столбец 15.

Контрольные вопросы

1. Задачи, решаемые с помощью гамма-гамма плотностного каротажа.
2. Способы определения пористости по данным ГГП (формулы).
3. Какие свойства горных пород определяет ГГП?
4. От чего зависит регистрируемая данным методом величина характеризующая горную породу?
5. Виды модификаций метода.
6. Глубина исследования метода.
7. Назовите несколько значений плотности основных породообразующих минералов.

8. В каких скважинах используется метод ГПП (открытый, закрытый ствол) и с какой целью?
9. Условия эксплуатации прибора ГПП, объяснения этих требований, единицы измерения.
10. Влияние газонасыщенного пласта на определяемую величину ГПП методом.
11. Напишите уравнение для расчета пористости по ГПП.
12. Как называется палетка для определения пористости?

Практическая работа № 4 считается защищенной, если слушатель устно либо письменно ответил на все контрольные вопросы в полном объеме и занес в таблицу (14, 15 столбцы) верные значения, соответствующие рабочему планшету, выданному ему преподавателем.

Практическая работа № 5

Определение коэффициента связанной воды, коэффициента глинистости коэффициента эффективной пористости

Цель работы: понять влияние глинистости на критерии выделения коллекторов. Научиться учитывать содержание глинистого минерала в составе коллектора при расчете коэффициента эффективной пористости.

Теоретическая часть

Основным методом ГИС для определения глинистости в условиях Припятского прогиба являются радиоактивные методы - гамма каротаж (ГК) и спектрометрический гамма-каротаж. Эти методы основаны на измерении естественной гамма-активности горных пород. Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную роль играют уран (^{238}U , ^{235}U), торий (^{232}Th) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия (^{40}K). Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная радиоактивность может быть связана с присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозных пород, фосфатов и некоторых других пород. Радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями (ФЭУ). Скважинным радиометром измеряется скорость счета, т.е. количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором за определенный интервал времени. Переход от скорости счета в имп/мин к естественной радиоактивности, которая в СИ измеряется в мкР/ч, осуществляется по результатам эталонировки радиометра с использованием эталонных источников гамма-излучения.

Результаты измерения естественной радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

Интерпретируя данный метод в комплексе с методом, определяющим общую пористость, рассчитывается содержание глинистого материала в породе. То есть количественное содержание связанной воды, занимающей общую пористость.

В горных породах, кроме свободной (гравитационной, пленочной) и адсорбированной воды, содержится вода химически связанная вода, которая характеризуется неподвижностью, высокой прочностью связей, неспособностью растворять. Химически связанная вода содержится в глинистых породах и включает в себя кристаллизационную воду и конституционную воду.

Кристаллизационная вода в кристаллической решетке в виде молекул H_2O удаляется при нагревании породы до $300\text{ }^{\circ}C$ и более высоких температур. В результате образуется безводное соединение или соединение с меньшим содержанием воды.

Конституционная вода образуется из входящих в кристаллическую решетку минералов ионов OH^- , H^+ и иона оксония H_3O^+ . Эти минералы классифицируются как основные соли слабых оснований и основания, если имеют в своем составе ион OH^- : в данном случае вода из минералов удаляется при $300\text{--}1300\text{ }^{\circ}C$.

Учитывая глинистую составляющую, пропорциональную связанной воде, и вычтя ее из общей пористости мы определим эффективную пористость. Для учета связанной воды, данные ГК функционально преобразуются и масштабируются так, чтобы по непроницаемым породам (глинистые пласты) получить совпадение их с кривой общей пористости, так как глинистые пласты имеют самую высокую пористость в связи с занятостью всего объема связанной водой, следовательно высоким водородосодержанием, тем самым достигается градуировка показаний ГК в единицах пористости. Это совпадение достигается расчетом коэффициента связанной воды (АСВ). Далее по единому масштабу отсчитываются с соответствующих кривых пористость и общая, и занятая связанной водой, а по их разностям находится эффективная пористость.

Расчет коэффициента пористости занятой связанной водой (КПСВ) и коэффициента пористости эффективной (КПЭФ):

$$АСВ = КПО_{\text{гл.пл}} / (ГК_{\text{тек}} - ГК_{\text{min}}), \quad (5.1)$$

где $KPO_{гл.пл}$ – общая пористость глинистого пласта по разрезу; $ГК_{тек}$ – текущие показания гамма каротажа (отсчет ГК по всем пластам занесен в 5-й столбец);

$ГК_{min}$ – самое минимальное показание гамма каротажа по разрезу (плотный пласт).

$$KPCB = ACB * (ГК_{max} - ГК_{min}) , \quad (5.2)$$

Результат расчета КПСВ заносится в рабочую таблицу в столбец 16.

Расчет эффективной пористости

Эффективная пористость – объем пор соединенный каналами и заполненный свободными флюидами, за исключением изолированных (тупиковых) пор.

$$KПЭФ = KПО - KPCB , \quad (5.3)$$

Расчет коэффициента глинистости

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $C_{гл}$ (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемой в процентах или долях единицы.

Для характеристики объемного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объемной глинистости $K_{гл}$, который, так же как и КПЭФ представляет критерий для разделения пластов на коллекторы и неколлекторы.

Критерии коллектора: $K_{гл} \leq 20\%$; $KПЭФ \geq 3 - 4,5\%$.

Многочисленными исследованиями показано существование достаточно тесной линейной зависимости показаний ГК от глинистости для карбонатных и терригенных пород Припятского прогиба.

После нахождения КПСВ по формуле (4.2) коэффициента пористости занятой связанной воды, можно рассчитать коэффициент объемной глинистости:

$$K_{гл} = KPCB / 0,40, \quad (5.4)$$

где 0.40 – это суммарное водородосодержание (ΣW). Является константой определенной по петрофизическим зависимостям с использованием результатов лабораторных исследований керна.

Задание

1. Рассчитать КПСВ по формуле (5.2)
 2. Рассчитать КПЭФ по формуле (5.3)
 3. Рассчитать $K_{гг}$ по формуле (5.4)
 4. Занести результаты расчетов в рабочую таблицу соответственно в столбцы 16; 17; 18.
 6. Сделать выводы по проделанной интерпретации данных, по имеющимся результатам в рабочей таблице.
-

Контрольные вопросы

1. Какими химическими элементами характеризуется естественная радиоактивность горных пород?
2. Назовите воды, входящие в состав химически связанной воды. Дать определение.
3. Определение эффективной пористости.
4. Для чего кривая гамма каротажа преобразуется в единицы пористости? И какие это единицы?
5. Для чего рассчитывается КПСВ?
6. Для чего учитывать содержание глинистости в породе?
7. Методы для определения глинистости

Практическая работа № 5 считается защищенной, если слушатель, устно либо письменно, ответил на все контрольные вопросы в полном объеме и произвел верные расчеты по индивидуальному варианту планшета с занесением результатов в рабочую таблицу (приложение 1).

Практическая работа № 6

Определение коэффициента пористости по данным электрометрии.

Цель работы: научиться определять общую пористость пластов-коллекторов по методу удельного электрического сопротивления.

Теоретическая часть

Из выполненных ранее практических работ по интерпретации данных ГИС, можно сделать вывод, что различные геофизические методы позволяют определять разные виды пористости. По данным метода сопротивлений находят открытую межзерновую пористость в терригенных и межзерновых карбонатных породах. По диаграммам методов рассеянного гамма-излучения и нейтронных определяют общую пористость $k_{п.общ}$, по диаграммам акустического метода — межзерновую общую пористость $k_{п.мз}$. По данным комплекса методов можно установить компоненты пористости. Так, по НМ, ГГМ и АМ в сложных карбонатных коллекторах определяются $k_{п.общ}$ и компоненты $k_{п.мз}$ и $k_{п.вт} = k_{пк} + k_{пт}$. Трещинная пористость находится по методу сопротивлений в варианте способа двух растворов или по комплексу методов сопротивлений и одного из методов пористости (нейтронный, гамма-гамма, акустический) при вскрытии разреза на минерализованном глинистом растворе.

Эффективную пористость коллекторов любого типа, кроме низкопористых трещинных, можно определить по диаграммам метода ЯМР, а в терригенных глинистых коллекторах — по комплексу методов пористости и глинистости.

Способ удельного электрического сопротивления (УЭС) применяют для определения КП межзерновых коллекторов терригенных и карбонатных отложений. Способ основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости R_p (или относительным сопротивлением породы). Параметр пористости – отношение удельного электрического сопротивления (УЭС) водонасыщенной породы к УЭС пластовой воды, и выражается через коэффициент пропорциональности между

сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением $\rho_{в}$ воды, ее насыщающей[18]:

$$\rho_{вп} = P_{п} * \rho_{в}; \quad (6.1)$$

$$\text{откуда } P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в}. \quad (6.2)$$

Параметр пористости ($P_{п}$) либо он же, называется еще относительное сопротивление и зависит от общей пористости, характера порового пространства, извилистости пор, степени цементации и других факторов.

Экспериментально выведенная формула имеет общий вид:

$$P_{п} = a_{п} / K_{п}^m, \quad (6.3)$$

где $a_{п}$ – постоянная, называемая структурным коэффициентом, которая зависит от состава породы и составляет от 0,4 до 1,6;

m – так называемый "показатель цементации", который зависит от степени сцементированности и имеет величину от 1,3 для несцементированных рыхлых пород, до 2,3 для сильно сцементированных пород.

На практике используют формулы Дахнова, Арчи и Хамбла:

$P_{п} = a / K_{п}^m$ – общий вид формулы,

$P_{п} = 1 / K_{п}^2$ – эмпирическая зависимость Арчи.

$P_{п} = 0,62 / K_{п}^{2,15}$ – эмпирическая зависимость Хамбла.

Для вычисления коэффициента пористости отложений по данным электрометрии нужно знать значение параметра пористости $P_{п}$ и характер зависимости $P_{п} = f(K_{п})$. Так как зависимости $P_{п} = f(K_{п})$ получены на основе обобщения лабораторных исследований керн, то в новых районах достаточно провести измерения на контрольной коллекции образцов, сравнить полученные результаты с имеющимися усредненными зависимостями $P_{п} = f(K_{п})$ и выбрать оптимальную кривую (рис. 6.1)[18].

Вычислить параметр пористости $P_{п}$ можно, зная характеристики водоносного пласта, поры которого полностью насыщены пластовыми водами. Параметр пористости определяется по формуле (6.2).

Удельное сопротивление пластовой воды для Припятского прогиба соответствует 0,022-0,025 Ом*м. Либо можно определить по известному химическому составу и температуре. Сопротивление водо-

носного пласта находится по результатам скважинных измерений. Для этой цели используются, как правило, диаграммы бокового электрического зондирования.

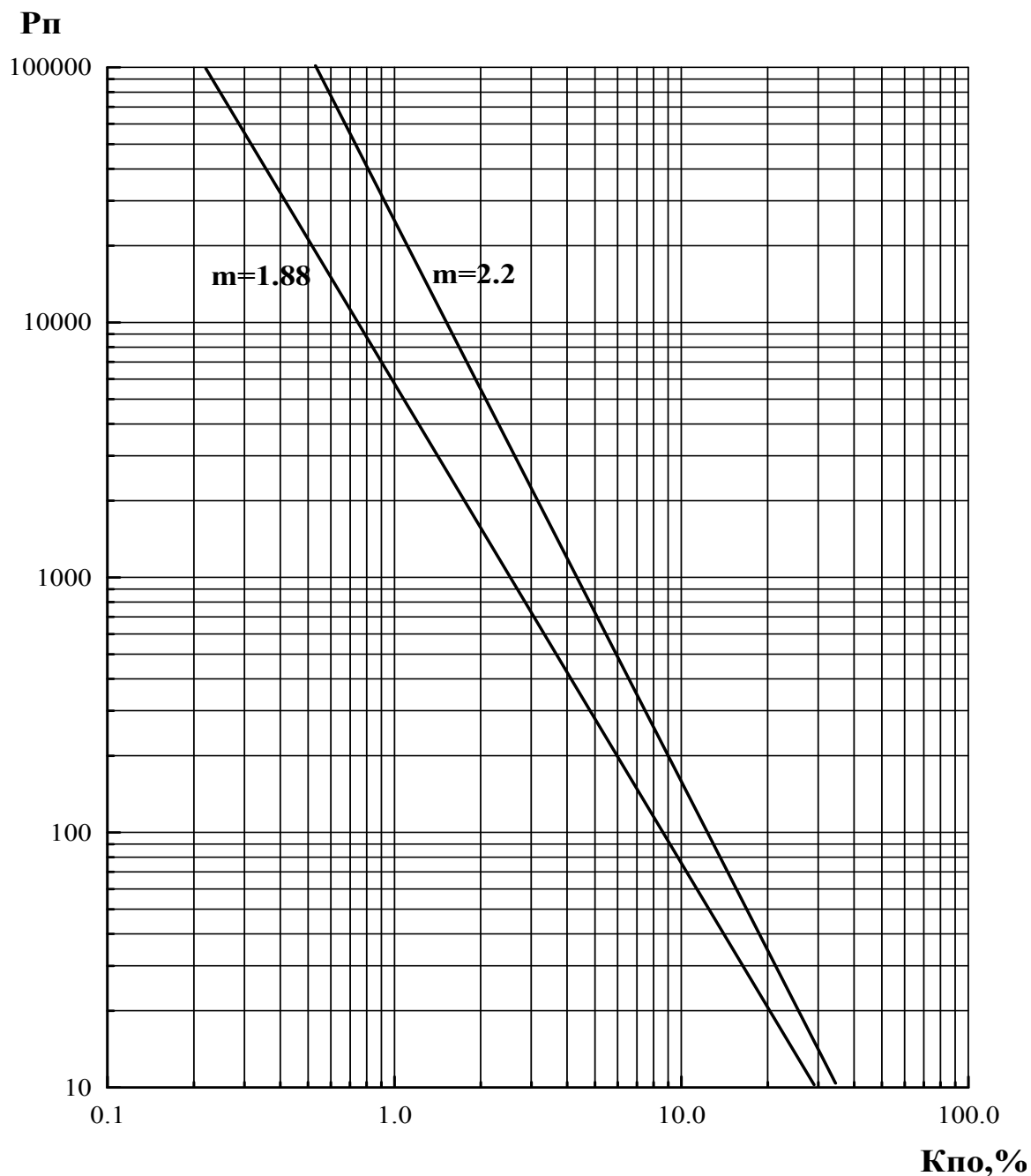


Рис. 6.1. Зависимость относительного сопротивления (R_p) от коэффициента открытой пористости (K_{po}) карбонатных коллекторов межселевых отложений Припятского прогиба без учета давления (по МИНХ и ГП) $R_p = 1/K_{po}^m$

При исследованиях скважин, пробуренных на промысловых жидкостях высокой минерализации, предпочтительнее использовать метод экранированного зонда, т. е. боковой каротаж, аппаратура БК-3 (именно такой используется на предприятии «Белоруснефть»).

В пластах низкого удельного сопротивления или при заполнении скважины непроводящим раствором следует использовать индукционный каротаж (ИК). Индукционный каротаж определяет проводимость горных пород и измеряется в сименсах (См).

Трудности, которые возникают при определении сопротивления водоносного пласта, связаны с необходимостью применять установки с большим радиусом исследования и высокой расчленяющей способностью, а кривые сопротивления регистрировать в чувствительных масштабах не менее 1 Ом/см.

Значения пористости, вычисленные по параметрам водоносного пласта, достоверны, но методика имеет существенное ограничение. Она может быть применена для определения пористости только тех пластов, которые залегают ниже контура продуктивности. Большинство скважин Припятского прогиба находятся на четвертой стадии разработки, следовательно эта методика нам подходит.

В других случаях и для других регионов рекомендую, интересоваться в каких условиях находится скважина и ее характеристики (температуру исследуемого пласта, давление, минерализацию пластовых вод, d_c , и пр.), чтобы подобрать верную методику интерпретации данных ГИС.

Задание

1. По формуле (6.2) рассчитать параметр пористости.
2. Используя полученный результат определить открытую пористость пласта.
3. Результаты занести в таблицу.

Пояснения к выполнению задания

Выполнение пункта 1

Данные для расчета взять из таблицы 2.1, столбец 8. Это показания БК ранее снятые с планшета, они принимаются как $\rho_{вп}$.

Значение пластовой воды для Припятского прогиба $\rho_{в}=0,024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Расчеты произвести аккуратно в тетради.

Выполнение пункта 2

Полученное значение R_p отметить на оси Y и спроецировать на линию $m=1,88$, и аналогично на линию $m = 2,2$; спустить перпендикуляры на ось X , зарегистрировать значения которые и будут являться $K_p^{от}$ (открытая пористость), но для разных структурных коэффициентов исследуемого пласта.

Выполнение пункта 3

Значение R_p занести в таблицу, столбец № 19, 21, значение $K_p^{от}$ занести в столбец № 20; 22.

Контрольные вопросы

1. Перечислить методы ГИС для определения пористости?
2. Что означает сокращение УЭС?
3. Что обозначают выражения $\rho_{вп}$ и ρ_v ?
4. Дать определение параметру пористости.
5. Что значит относительное сопротивление?
6. Какая пористость определяется методом сопротивления?
7. Дать определение пористости, которую определили.
8. Что означают коэффициенты m и n ?
9. Скважинные условия проведения индукционного каротажа.
10. Что регистрирует индукционный каротаж, единицы измерения?
11. Что регистрирует боковой каротаж, единицы измерения?
12. Отличие условий измерения для БК и для ИК.

Практическая работа № 6 считается защищенной, если слушатель, устно либо письменно, ответил на все контрольные вопросы в полном объеме и занес в таблицу в соответствующие столбцы верные значения.

Литература

1. Отчет о научно-исследовательской работе по договору 22.2010 «БелНИПИнефть» Исследование и комплексный анализ геологических, геофизических и промысловых данных и пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа подсолевых залежей Золотухинского месторождения»; Руководитель проекта А.С.Мохорев, исполн.Т.Л. Никифорова, Р.Н.Брайчук и др.
2. Припятская впадина. Геофизические исследования скважин: Сб. науч. ст. / БелНИГРИ; науч. ред. В.В. Масюков. Минск, 1976. – 114 с.
3. Сквородников. И.Г. Геофизические исследования скважин: курс лекций. – Екатеринбург: УГГГА, 2003, – 294 с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина. М., Недра, 1988.
5. Вендельштейн Б.Ю., Р.А. Резванов. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., Недра, 1978.
6. Латышова М.Г., Мартынов В.Ф., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации ГИС: Учеб.пособие для вузов. М.: 000 Бизнес центр, 2007.- 327 с.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / Под ред. Р.Т. Хаматдинова, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГИК ГПЦ ВНИИ Геосистем. – Москва, 2001.
8. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник/А. А. Молчанов, В. В. Лаптев, В. Н. Моисеев, Р. С. Челокьян. – М. : Недра, 1987, – 263 с
9. Итенберг С.С. Промысловая геофизика:- ГОСТОПТЕХ-ИЗДАТ, Москва 1961г.

<i>№ пласта</i>	<i>кровля-подошва пласта</i>	<i>Дскв</i>	<i>мощность пласта h (м)</i>	<i>отчет ГК (□)</i>	<i>отчет НГК (ННКт) (у.е.)</i>	<i>отчет ГГП (г/см3)</i>	<i>отчет БК (Омм)</i>	<i>отчет АК (мкс/м)</i>	<i>КР2N %</i>	<i>КП_АК для изв.(%)</i>	<i>КП_АК для дол.(%)</i>	<i>КП_ГГП по формуле(%)</i>	<i>КП_ГГП по палетке(%)</i>	<i>КП_АК по палетке (%)</i>	<i>КПсв (%)</i>	<i>КГ</i>	<i>Кпэф</i>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Содержание

Предисловие.....	3
Терминология и сокращения.....	4
Практическая работа № 1 Технология проведения геофизических исследований в скважинах	9
Практическая работа № 2 Предварительная обработка данных ГИС. Расчленение разреза на пласты-коллекторы, пласты-неколлекторы, определение их толщин и снятие отсчетов....	21
Практическая работа № 3 Определение коэффициента пористости (Кп) по данным акустического	30
Практическая работа № 4 Определение коэффициента пористости (Кп) по данным гамма-гамма плотностного каротажа.....	36
Практическая работа № 5 Определение коэффициента связанной воды, коэффициента глинистости, коэффициента эффективной пористости.....	42
Практическая работа № 6 Определение коэффициента пористости по данным электрометрии.....	46
Литература	51
Приложение	52

Шепелева Ирина Сергеевна

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

**Практикум
по выполнению лабораторных работ
по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 23.07.20.

Рег. № 51Е.
<http://www.gstu.by>