РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА

В.В. СТРЕЛЬЧЕНКО

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Москва 2005

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени. И. М. ГУБКИНА

Кафедра геофизических информационных систем

Утверждено
Советом университета
в качестве учебного пособия

В. В. СТРЕЛЬЧЕНКО

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Москва, 2005

УДК 550.832:550.83

Стрельченко В. В. Геофизические исследования морских скважин. Учебное пособие по спецкурсу «Геофизические исследования морских скважин». — М.: Нефть и газ, 2005.

В данном пособии освещена специфика исследований скважин, бурящихся на континентальном шельфе. Изложены особенности технологии бурения морских скважин, проведения в них геофизических исследований, интерпретации получаемых данных. Рассмотрены вопросы исследования скважин в процессе бурения и морской сейсморазведки при прямых поисках углеводородов.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 0805 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» и магистрантов, обучающихся по направлению 553613 «Разработка морских газовых и газоконденсатных месторождений.

Рецензенты: д.т.н. Мирзоев Д.А. и д.т.н. Неретин В.Д.

©Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время доля углеводородного сырья в мировом топливно-энергетическом балансе энергии составляет более 70%. Другим важным качеством этого источника энергии, особенно газа, является меньшая нагрузка на окружающую среду. Параллельно с добычей нефти и газа на суше, все более интенсивно ведутся работы по освоению нефтегазовых ресурсов на шельфе, где ежегодная добыча составляет более 1 млрд. тонн условного топлива. Поисково-разведочные работы на нефть и газ ведутся более чем в 70 странах мира. При этом доля нефти, добываемой из морских месторождений в 45 странах, составляет около одной трети мировой добычи и составит около 50% к 2007 г.

Россия обладает четвертью территории шельфа, из которых около 70% перспективны в отношении нефтегазоносности.

Особенностью поисково-разведочных работ на шельфе является ограниченное по сравнению с сушей количество буровых скважин на единицу разведываемой площади. В этих условиях остро стоит проблема изучения невскрытого бурением околоскважинного пространства. Ее решение возможно на основе совместного использования всей информации о геологическом разрезе в месте расположения скважин и в первую очередь, данных сейсморазведки, геофизических и геолого-технологических исследований скважин, комплексных петрофизических исследований керна и шлама.

Среди имеющейся немногочисленной литературы по геофизическим исследованиям морских скважин сложно выбрать книгу, которая бы удовлетворяла требованиям учебной программы для вузов нефтяного и газового профиля по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Данное учебное пособие предназначено для студентов вузов нефтегазового профиля, специализирующихся в области полевой геофизики, геофизических исследований скважин, бурения. Оно также может быть использовано магистрантами, обучающимся по направлениям 553603 «Морское бурение», 553613 «Разработка морских месторождений нефти и газа», а также слушателям спецфака по программе «Освоение морских месторождений нефти и газа».

1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МОРСКИХ СКВАЖИН

Последние годы отмечены интенсивным развитием поисково-разведочного бурения в зоне континентального шельфа России. При этом выявились некоторые особенности методики и техники промыслово-геофизических исследований и условий их проведения при изучении геологических разрезов, вскрытых морскими скважинами. Указанные особенности можно условно классифицировать на следующие категории:

-по условиям технологии морского бурения и вскрытия пластов-коллекторов,

-по техническим средствам получения промыслово-геофизической информации,

-по петрофизической обеспеченности интерпретации результатов геофизических исследований морских скважин,

-по возросшей роли промыслово-геофизических исследований морских скважин в связи с необходимостью изучения околоскважинного пространства,

- по возросшей роли оперативной интерпретации данных ГИС,

-по возросшей роли исследования скважин в процессе бурения,

-в связи с необходимостью комплексирования данных ГИС и сейсморазведки.

Технология морского бурения и вскрытия пластов-коллекторов

Особенности бурения морских скважин связаны как с более разреженной, по сравнению с сушей, сеткой бурения скважин, так и с используемой на морских буровых установках технологией проводки скважины в режиме бурения на равновесии и применением промывочных жидкостей с пониженной водоотдачей. Отмеченная специфика процесса бурения морских скважин в условиях шельфа приводит к тому, что вскрытие коллекторских толщ происходит при низких репрессиях на пласт и, следовательно, пониженных зонах проникновения фильтрата бурового, раствора, с одной стороны, и к повышенным концентрациям углеводородов в ближней зоне, с другой стороны. Наличие повышенных концентраций углеводородов, содержащихся в фильтрате промывочной жидкости, локализованной в ближней зоне и зоне проникновения, требует постановки и проведения специальных исследований по оценке и учету степени влияния этого фактора на данные различных методов геофизических исследований скважин (ГИС) и, в первую очередь, на такие, как акустический метод, гамма-гамма метод, нейтрон-нейтронный метод, являющихся ведущими в комплексе методов ГИС, и другие.

При этом следует подчеркнуть необходимость учета влияния повышенных газосодержаний в ближней зоне на данные АМ. и ГГМ-П. Указанные методы являются базовыми при комплексировании данных

ГИС и сейсморазведки. Поэтому искажение данных плотностного и акустического методов может приводить к искаженному представлению о величине коэффициентов отражения, а также приводить к кажущемуся «погружению» истинных отражающих границ в случае построения вертикального годографа по данным акустического каротажа. Следует отметить, что в случае наличия корки промывочной жидкости указанный эффект может усиливаться или наоборот нивелироваться, в зависимости от плотности бурового раствора, его физико-химической активности и соотношения плотностей исследуемой горной породы и корки, а также ее размера. Указанные источники погрешности необходимо учитывать не только при проведении акустических исследований, но и при реализации ГГМ-П.

Следует отметить еще один возможный источник погрешности, искажающий данные плотностного и акустического методов - влияние утяжелителя промывочной жидкости. Это обусловлено тем, что бурение морских скважин ведется, как правило, в условиях повышенных и аномальных пластовых давлений. Поэтому для создания компенсирующего противодавления в скважине в промывочную жидкость вводят добавки тяжелых веществ - барита или гематита, собственная плотность которых составляет около 5 г/см^3 и выше. Помимо искажения регистрируемых значений плотности и интервального времени распространения упругих колебаний, воздействие утяжелителей может приводить еще к одному источнику погрешности - кольматации пластов-коллекторов вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с пластовым флюидом. Указанный фактор необходимо учитывать при последующем проведении испытания коллекторов и оценке результатов испытаний.

Наряду с указанными особенностями технологии морского бурения следует указать еще на одну специфическую черту.

Регистрируемые в процессе геофизических исследований скважин параметры должны отражать неизмененные характеристики пласта. Однако вследствие гидродинамического и физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с пластом и насыщающим его флюидом происходит изменение первоначальных характеристик пласта: его пористости, проницаемости, состава насыщающего прискважинную зону флюида, плотности, удельного электрического сопротивления, потенциалов собственной поляризации и интервального времени распространения упругих продольных колебаний. Причем с точки зрения вскрытия пласта можно выделить следующие факторы - величину дифференциального давления в системе скважина - пласт в процессе работы породоразрушающего инструмента, продолжительность гидродинамического воздействия на пласт в процессе его вскрытия, физико-химическую совместимость используемой промывочной жидкости с пластовым флюидом.

Величина дифференциального давления в системе скважина - пласт определяется плотностью используемой промывочной жидкости, режимом

бурения, геометрией стенки скважины, связанной, в частности, с ее устойчивостью, текущим значением пластового давления, физико-химическими свойствами разбуриваемой горной породы.

Продолжительность гидродинамического воздействия на пласт в процессе его вскрытия определяется, с одной стороны, скоростью проходки разбуриваемого интервала разреза скважины, определяемой технологическими факторами и состоянием породоразрушающего инструмента, а с другой, - количеством спуско-подъемных операций бурового инструмента, а также режимом промывки скважины. Так, известно, что неоптимальные условия промывки скважины могут служить причиной роста кавернообразования, которое в свою очередь, приводит к увеличению гидродинамических потерь при промывках и, следовательно, к дополнительным репрессиям на пласт.

Повышенные скорости спуска и подъема бурильного инструмента приводят к формированию разнополярных импульсов давления, которые дополнительно воздействуют на пласт, изменяя его состояние по сравнению с незатронутым массивом. Следует отметить, что вопрос влияния изменения напряженного состояния горного массива на регистрируемые в скважине геофизические параметры относится к числу мало исследованных. Имеются лишь отдельные сведения о результатах исследований в этом направлении (В. Б. Александров и др., 1979) применительно к акустическому методу.

Что касается вопроса физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с пластовым флюидом, то этот вопрос подробно исследован В. Д. Городновым. Следует лишь отметить, что по своим последствиям, с точки зрения изменения петрофизических характеристик пласта-коллектора, процесс физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с пластовым флюидом в определенной степени адекватен процессу кольматации пласта.

Технические средства получения промыслово-геофизической информации

Особенность промыслово-геофизических исследований морских скважин связана со спецификой используемых технических средств фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже. При этом применительно к исследованиям скважин методами электрометрии следует отметить отсутствие в комплексе методов ГИС стандартного комплекта БКЗ. Ведущими среди методов электрометрии являются фокусированные электрические методы различной глубинности, палеточное обеспечение которых также реализовано фирмой Дрессер Атлас. Использование фокусированных зондов при электрометрии морских скважин объясняется специфическим строением разрезов морских скважин, связанным с общей достаточно высокой степенью заглинизированности разреза, а также его слоистостью и анизотропным строением.

Метод плотностного гамма-гамма каротажа в аппаратурном комплексе фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже реализован в варианте регистрации аналоговой кривой, масштабированной в единицах объемной плотности с одновременной регистрацией кривой поправок за влияние глинистой корки. В России аналогичная аппаратура разработана во ВНИИНПГ.

Исследования двухзондовым нейтрон-нейтронным методом с помощью аппаратуры ВНИИНПГ и аппаратуры фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже позволяет получить данные об изменении «карбонатной» пористости с глубиной скважины. При этом IB случае использования зарубежной аппаратуры регистрируется только одна кривая (изменения пористости с глубиной) без регистрации данных на двух различных зондах в единицах радиоактивности.

Регистрация показаний плотностного гамма-гамма метода в единицах объемного веса, с точки зрения изучения разрезов морских скважин, является удобной только в случае отсутствия искажающего влияния зоны кольматации и корки утяжелителя промывочной жидкости. Такое положение характерно, как правило, для сравнительно небольших глубин, когда бурение ведется на не утяжеленных промывочных жидкостях. В случае применения утяжелителя показания плотностного гамма-гамма метода целесообразно регистрировать путем записи диаграмм обоих зондов, позволяющей корректировать показания за влияние параметров корки.

Еще одной особенностью регистрируемых геофизических параметров геологического разреза, вскрытого морской скважиной, является то, что регистрация проводится с помощью так называемых комбинированных приборов, т. е. с помощью приборов, позволяющих за одну спуско-подъемную операцию произвести регистрацию одновременно до четырех геофизических параметров. Примером таких агрегатированных приборов, используемых в комплекте аппаратуры фирмы Дрессер Атлас, являются комплексные приборы нейтрон-нейтронного каротажа, гамма-гамма каротажа, бокового каротажа, микробокового каротажа, гамма-каротажа и каверномера, бокового каротажа, гамма-каротажа, каротажа потенциалов собственной поляризации и каверномера и другие.

В практике отечественных промыслово-геофизических исследований такие виды геофизических исследований скважин, как кавернометрия, гамма-гамма метод, нейтрон-нейтронный метод и другие, проводятся, как правило, раздельно. При этом промежуток времени между проведением отдельных видов промыслово-геофизических исследований составляет от нескольких дней до месяца. Происшедшие за это время возможные изменения напряженного состояния горного массива, изменения в ближней зоне могут оказать влияние на характеристики изучаемого объекта (разреза скважины). Влияние этого фактора на значения определяемых по данным ГИС параметров разреза исследовано недостаточно. В этой связи, одновременно регистрируемые

агрегатированными приборами фирмы Дрессер Атлас геофизические параметры позволяют получать сведения о геологическом разрезе в одни и те же моменты времени. Кроме этого, возможное изменение положения чувствительного элемента геофизического прибора относительно исследуемого участка стенки скважины, неизбежное при раздельном проведении промыслово-геофизических исследований, исключается при проведении ГИС с помощью агрегатированного прибора в едином цикле измерений. Особенностью регистрации геофизических характеристик с помощью агрегатированного скважинного прибора является то, что чувствительные элементы различных приборов разнесены по вертикали, причем расстояние между крайними элементами может составлять 6-8 м. В аппаратуре предусмотрена автоматическая корректировка, позволяющая приводить точки записи различных чувствительных элементов к одной глубине. Недостатком указанных агрегатированных аппаратурных комплексов является то, что участки разреза скважины в районе забоя остаются в «мертвой» зоне, недосягаемой для чувствительных элементов, расположенных ближе в сторону устья скважины.

Петрофизическое обеспечение результатов интерпретации данных ГИС

Еще одна особенность, которую необходимо учитывать при проведении промыслово-геофизических исследований в зоне шельфа России, как уже указывалось выше, связана со сложностью петрофизической обеспеченности интерпретационного этапа обработки данных ГИС. Эта специфика обусловлена тем, что бурение морских скважин на шельфе ведется в ряде случаев практически без отбора керна. Единственным источником петрофизической информации при этом становится шлам. Однако до последнего времени основным методом изучения шлама являлись ядерно-физические методы: ядерно-магнитный метод, рентгенрадиометрический метод, нейтронные методы элементного анализа шлама. В последнее время арсенал возможных методов изучения шлама расширился благодаря работам советских ученых в области спектрометрии инфракрасного излучения, а также методов изучения на шламе электрического сопротивления и интервального времени пробега упругих волн. Использование данных спектрометрии инфракрасного излучения позволяет расширить получаемую в процессе бурения информацию о компонентном составе газов, насыщающих шлам и промывочную жидкость, и создает основу для прогнозирования фазового состояния углеводородов в геологическом разрезе - газообразного, жидкого или твердого, а также получать сведения о литологическом составе вскрытых горных пород.

Что же касается данных об электрических и акустических характеристиках проб бурового шлама, то эти данные могут служить независимым источником информации о пористости вскрытых пород по

связи величины относительного электрического сопротивления и величины интервального времени с коэффициентом пористости.

Шлам может также служить источником информации при совместном использовании данных ГИС и сейсморазведки. Изучение интервального времени пробега упругих волн на пробах бурового шлама позволяет восстановить по этим данным информацию о верхней части разреза, как правило, не охарактеризованного промыслово-геофизическими исследованиями. Следует отметить, что необходимая информация о скоростной характеристике разреза может быть также получена путем комплексирования технологических параметров процесса бурения методом корреляционного анализа с данными геофизических исследований морских скважин.

Учитывая, что определение плотности, карбонатности, доломитизации пород, нефтенасыщенности пород по шламу достаточно подробно описаны в специальной литературе, остановимся более подробно на таких не традиционных видах исследований на шламе, к которым относятся определения электрических, акустических характеристик по шламу, а также изучение минералогического состава шлама методом инфракрасной спектроскопии.

Определение удельного электрического сопротивления образцов бурового шлама

Небольшой размер и неправильная форма образцов бурового шлама не позволяет использовать обычные методики определения удельного электрического сопротивления пород. Одним из возможных способов определения электрического сопротивления является двухэлектродная схема, включающая мост сопротивлений и два латунных электрода, являющихся одновременно измерительными элементами микрометра. Диаметр латунных электродов составляет 0,165 мм. Одновременно с электрическим сопротивлением микрометром измеряют толщину шлама. Для получения сопоставимых результатов необходимо, чтобы площадь поперечного сечения образца была больше поперечного сечения электродов.

В соответствии с другой методикой, удельное электрическое сопротивление пород по шламу определяют при помощи двухэлектродного жидкостного резистивиметра, в котором размещают кусочки шлама и заливают их раствором определенной концентрации. Затем измеряют удельное электрическое сопротивление $p_р$ раствора и $p_{см}$ смеси раствора со шламом, а величину удельного электрического сопротивления шлама определяют из выражения:

$$p_{шл} = p_р\,[p_{см}\,(3-2\,V_T) - V_T\,p_р] \,/\, p_р\,(3 - V_T) - 2p_{см}\,V_m,$$

где V_m - доля объема межчастичного пространства, заполненного раствором, по отношению к общему объему смеси. Существенным недостатком изложенной методики является зависимость получаемых результатов от геометрической формы частиц шлама и их взаимного расположения в резистивиметре.

В 1963 г. Б. А. Казанским был предложен способ, основанный на сравнении с эталонами - жидкими средами известной проводимости, путем подбора которых определяют удельное электрическое сопротивление образца по минимальному изменению тока в цепи электродов после погружения образца в жидкие среды. Однако практическое применение данного способа ограничивается из-за необходимости иметь слишком большой набор эталонных жидкостей, а также из-за искажающего влияния на результаты измерений удельного электрического сопротивления шлама диффузии ионов солей между эталонными жидкостями и флюидом, насыщающим образец бурового шлама. В результате длительного подбора эталонов происходит полное искажение результатов измерений удельного электрического сопротивления породы - коллектора. Кроме того, при различном положении образца горной породы произвольной формы относительно электродов в измерительной ячейке, происходит изменение геометрического фактора.

В 1983 г. в ИГО «Волгокамскгеология» предложен усовершенствованный вариант способа Б. А. Казанского. В соответствии с указанным способом образцы бурового шлама помещают в четырехэлектродный жидкостный резистивиметр и фиксируют неподвижно относительно измерительных электродов. Резистивиметр заполняют электролитом с известным удельным электрическим сопротивлением ρ_c. Производят измерение электрического сопротивления жидкой среды с помещенными в нее образцами $\rho_к$, циклически изменяя электрическое сопротивление жидкой среды, заполняющей ячейку. Затем сопоставляют измеренные значения с известными удельными электрическими сопротивлениями p_c жидких сред, и величину удельного электрического сопротивления образцов горных пород $p_п$ определяют по точке на графике (рис. 1.1), соответствующей равенству измеренного удельного электрического сопротивления жидкой среды с образцами $p_к$ и удельного электрического сопротивления жидкой среды без образцов p_c.

В качестве жидкостей, заполняющих резистивиметр или поры образцов, предложено использовать слабо диссоциирующиеся органические вещества, их смеси и водные растворы, способные тормозить процессы диффузии. В качестве таких жидкостей можно применять, например, этиловый спирт, водные растворы Сахаров, мочевины, ацетон, нитробензол, а также их смеси. Они обладают высоким удельным электрическим сопротивлением (от десятков Ом и выше), которое регулируют (уменьшают) до необходимых значений добавками электролита. Как показали опыты, этиловый спирт и раствор сахара

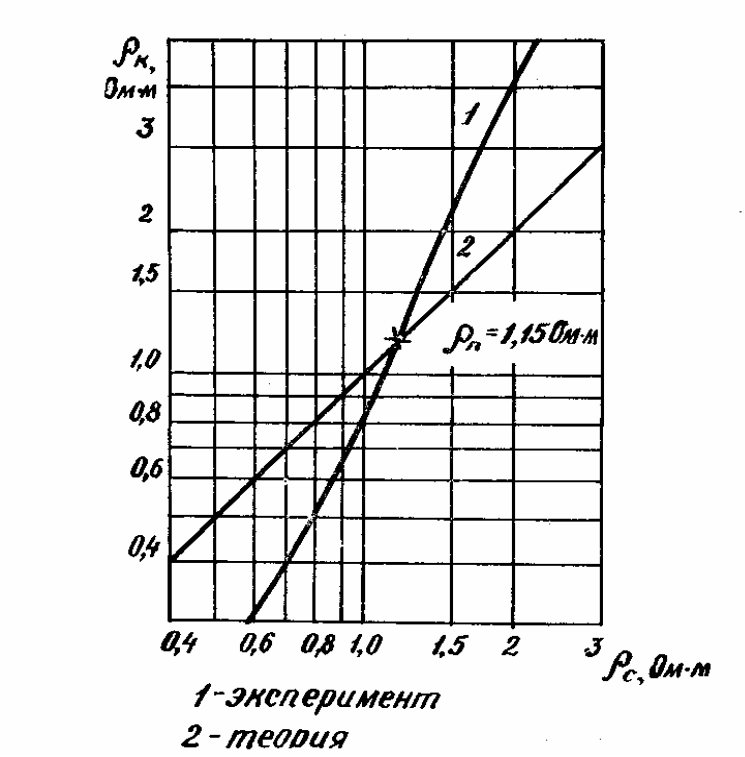

Рис. 1.1. **Определение удельного электрического сопротивления пород по шламу методом эталонных жидкостей**

практически не изменяют свое удельное электрическое сопротивление при контакте с образцом, насыщенным раствором, в течение 10 минут.

Сопоставление значений удельного электрического сопротивления, полученных на керне и искусственном шламе, приготовленном путем дробления керна, показало совпадение результатов в пределах инструментальной погрешности приборов.

Определение интервального времени на образцах бурового шлама

Интервальное время пробега упругих ультразвуковых волн в породе является важной петрофизической характеристикой пород. На его основе могут быть получены сведения о коллекторских свойствах разреза, его литологических особенностях, скоростной характеристике изучаемого разреза.

В настоящее время известен способ измерения скорости распространения продольной волны (величина, обратная интервальному времени) в шламе. Для этого однородные шламины предварительно увлажняют, уплотняют, придают полученной массе заданную форму и замораживают при температуре от -4° С до -10° С. Метод очень чувствителен к режиму замораживания и фракционному составу исследуемого шлама. Так, при изучении размера частиц бурового шлама от 3 мм до 8 мм величина скорости распространения продольной волны

изменяется от 1730 м/с до 1205 м/с. Одним из недостатков метода является то, что при формировании образца перед замораживанием возможно изменение структуры отобранной пробы бурового шлама и искажение получаемых результатов.

Известен способ определения интервального времени пробега упругих волн в шламе, основанный на том же принципе, что и при определении удельного электрического сопротивления. Сущность способа заключается в последовательном определении интервального времени в различных жидких (или сыпучих) средах, последующей фиксации образцов шлама, поочередном размещении их в различных жидких средах, определении времени прохождения упругих ультразвуковых волн в системах жидкость - образец и сопоставлении полученных данных. Искомую величину интервального времени пробега упругих волн в шламе определяют по совпадению значений времени прохождения в различных жидких средах и в системах жидкость - образец. В качестве эталонных сред могут использоваться жидкости, сыпучие материалы, глинистые растворы, цементы.

Еще одним способом определения акустических характеристик пород по шламу является метод ультразвукового лазерного сканирования. Упругий сигнал частотой 400 кГц возбуждают с помощью твердотельного лазера. Необходимым условием данного способа является необходимость придания параллельности двум противоположным граням анализируемого образца шлама.

Изучение минерального состава шлама методом инфракрасной спектроскопии

В основе метода ИК-спектроскопии лежит изучение линий поглощения инфракрасного излучения основными породообразующими минеральными компонентами. Характерные линии поглощения в ИК-спектрах для породообразующих минеральных ассоциаций следующие: глина 935, 1040 см$^{-1}$; кварц 700, 790, 1090 см$^{-1}$; $CaCO_3$ 890, 1430 см$^{-1}$; 1165 см$^{-1}$; H_2O 3630 см$^{-1}$; каолинит 980, 3625 см$^{-1}$. Количественная оценка перечисленных компонентов рассчитывается, исходя из интенсивности пиков ИК-спектров и коэффициентов влияния.

На рис. 1.2 приведены спектры пропускания инфракрасного излучения для ряда образцов бурового шлама, отобранного в морской скважине.

Говоря о комплексных петрофизических исследованиях на шламе, следует отметить необходимость решения следующих двух важных вопросов. Во-первых, при работе со шламом необходимо учитывать отсутствие сведений о пространственной ориентировке исследуемых частиц шлама. Если в случае исследований на керне проблема определения его ориентации относительно оси скважины не стоит (керн выпиливают

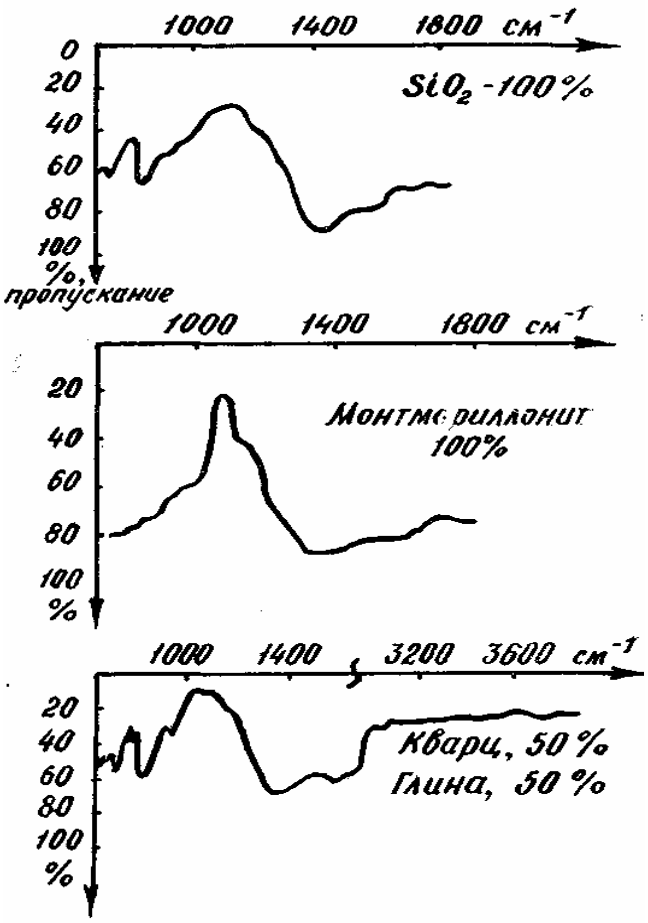

Рис. 1.2. **Изучение литологического состава шлама методом ИК-спектроскопии**

вдоль, либо поперек напластования), то в случае шлама такая информация отсутствует. Поэтому устранение влияния этого фактора можно осуществить проведением серии повторных замеров для выявления минимальных, максимальных и средних значений определяемой петрофизической характеристики. Второй особенностью использования петрофизических параметров, определенных по шламу, является необходимость совершенствования существующих и разработки новых надежных способов привязки шлама по глубине. Одним из таких путей может служить сопоставление распределений по глубине одного и того же петрофизического параметра, полученного по данным измерений на шламе и данным ГИС.

Роль оперативной интерпретации данных ГИС

Как уже отмечалось, одной из особенностей бурения морских скважин является проводка скважин по более редкой, по сравнению с сушей, сетке бурения. Это приводит к тому, что количество скважин на единицу разведуемой площади оказывается весьма ограниченным. Поэтому оценка перспектив нефтегазоносности по ограниченному числу скважин

становится по существу оценкой перспектив разведуемой площади. С другой стороны, в каждой конкретной скважине количество перспективных интервалов составляет до нескольких десятков. В то же время, как показывает опыт, число испытываемых объектов составляет около 10% из числа потенциально перспективных. Поэтому вопрос выбора объектов испытания в морской скважине является чрезвычайно ответственным. Если на суше неудачно выбранный объект испытания в данной скважине может быть заменен другим объектом в соседней скважине, то в условиях морского бурения такая возможность, как правило, отсутствует. Поэтому при поисково-разведочном бурении на континентальном шельфе этап оперативной интерпретации должен совмещаться с более углубленной интерпретацией данных ГИС. Кроме данных ГИС, для выявления наиболее перспективных объектов испытания следует привлекать результаты исследований скважин в процессе бурения, данные комплексных петрофизических исследований шлама, в первую очередь, наиболее экспрессных видов исследования. Ценным источником информации при решении вопроса выбора объектов испытания может являться также сейсмостратиграфический анализ данных сейсморазведки МОВ ОГТ, а также результаты изучения анизотропии геологического разреза в районе расположения скважины по данным скважинной сейсморазведки и сейсморазведки на преломленных волнах.

Исследование скважин в процессе бурения

Отличием этого вида исследования геологического разреза в районе расположения морской скважины является то, что данными сейсморазведки располагают до вскрытия скважиной геологического разреза, а результаты геофизических исследований скважины - после вскрытия разреза. Таким образом, исследование скважины в процессе бурения предоставляет возможность получения информации о вскрываемом геологическом разрезе непосредственно и одновременно с углублением забоя скважины. Преимуществом этого вида исследований является то, что обладая существенно более высокой детальностью изучения геологического разреза, по сравнению с сейсморазведкой, он позволяет получать информацию о разрезе в состоянии, близком к состоянию незатронутого массива, при полном отсутствии или незначительном влиянии корки, зоны кольматации, зоны проникновения. Необходимо также подчеркнуть роль исследования скважин в процессе бурения с точки зрения выявления коллекторов, кольматирующихся в процессе многократной промывки скважины и интенсивных гидродинамических воздействий промывочной жидкости на стенку скважины. Ведущая роль при исследовании скважин в процессе бурения отводится таким видам исследований, как механический каротаж, дээкспонента, сигма-каротаж, газовый каротаж в процессе и после процесса бурения, исследование состава и свойств промывочной

жидкости на входе и выходе из скважины, комплексные петрофизические исследования проб бурового шлама, регистрация осевой нагрузки на долото, измерение преобладающей частоты упругих колебаний в максимально возможно широком диапазоне частот в верхней части бурильной колонны. Следует отметить, что сейсмоакустические исследования, основанные на использовании работы долота в качестве источника упругих колебаний, являются чрезвычайно перспективным направлением при поисково-разведочном бурении на акваториях [7].

Наряду с прогнозированием интервалов нефтегазонасыщенных коллекторов в процессе бурения, весьма актуальным является оперативное прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений. Это обусловлено тем, что информация о зонах АВПД, получаемая по данным ГИС, запаздывает относительно времени вскрытия геологического разреза, а использование ее для оптимизации технологии бурения соседней скважины не всегда оказывается возможным из-за значительной удаленности, иногда до десятков километров, скважины, а также в сложных геологических условиях, например, в условиях сильно развитой разломной тектоники.

Комплексирование данных ГИС и сейсморазведки

Как уже отмечалось выше, особенностью геофизических исследований, проводимых при изучении геологических разрезов в зоне континентального шельфа России, является возрастающая роль промыслово-геофизических исследований скважин в связи с необходимостью изучения околоскважинного пространства. Решение этой задачи основано на изучении корреляционных связей данных ГИС с кинематическими и динамическими характеристиками сейсмического волнового поля. Необходимым предварительным этапом этой процедуры является фильтрация данных промыслово-геофизических исследований скважин, приводящая к одинаковой разрешающей способности как внутри комплекса методов ГИС, так и при сопоставлении их с параметрами сейсмического волнового поля. Таким образом, данные геофизических исследований скважин выступают при их комлексировании с данными сейсморазведки в качестве опорных и позволяют прогнозировать литологию, пористость, характер насыщения и другие характеристики околоскважинного пространства. В этой связи следует подчеркнуть более высокие требования, предъявляемые к качеству и достоверности данных акустического и гамма-гамма каротажа. Являясь опорными, эти методы ГИС позволяют получить данные об акустической жесткости изучаемой среды и рассчитывать импульсные сейсмограммы, которые после их трансформации во временном масштабе могут сопоставляться с временными разрезами МОВ ОГТ и кривыми псевдоакустического каротажа.

2. АППАРАТУРНОЕ И МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ МЕТОДОВ ГИС

На морских месторождениях нефти и газа России применяют различные комплексы геофизических исследований скважин, выполняемых как отечественной, так и зарубежной аппаратурой фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже.

В таблице 2.1 приведены методы, составляющие основу современных комплексов геофизических исследований скважин, позволяющие в большинстве случаев с достаточно высокой эффективностью решать основные геолого-геофизические задачи, направленные на идентификацию типов геологических разрезов и пород-коллекторов, насыщающих их флюидов, определение коллекторских свойств и степени нефтегазонасыщения, а также их продуктивности.

Однако в ряде случаев сложные условия вскрытия продуктивной части разреза, проведения замеров ГИС, несоблюдение оптимальных сроков между вскрытием пластов-коллекторов и проведением в них геофизических исследований не позволяют полностью использовать потенциальные возможности применяемых комплексов, в связи с чем, интерпретация данных ГИС для некоторых методов по своему характеру становится качественной или полуколичественной.

В этих условиях необходимо более ответственно подходить к выбору оптимального комплекса, проводить дополнительные виды исследований с воздействием на пласт (так называемые специсследования), чтобы наилучшим образом решить поставленные задачи.

В то же время круг задач, решаемых геофизиками-интерпретаторами на современном этапе, как правило, ограничивается выделением пород-коллекторов и оценкой параметров для подсчета запасов. Открытыми остаются вопросы, касающиеся промышленной ценности конкретной скважины, ее продуктивности, соотношения воды и нефти при добыче из пласта, вероятной нефте- и газоотдачи для ожидаемого режима эксплуатации.

Особенно остро эти проблемы встают при разведке месторождений нефти и газа на прибрежном шельфе, поскольку здесь мы имеем ограниченное количество разведочных и эксплуатационных скважин. Поэтому такие задачи должны также решаться геофизической службой на всех этапах существования месторождения.

Анализ данных таблицы 2.1 показывает, что комплексы ГИС, используемые отечественными и зарубежными фирмами, в основном идентичны. Несколько шире комплекс ГИС, применяемый фирмой Дрессер Атлас. Имеются некоторые отличия в типах глубинных приборов, их разрешающей способности по вертикали и по глубине исследования. Это относится как к приборам электрических, так и радиоактивных методов.

Таблица 2.1

Комплексы ГИС на морских месторождениях нефти и газа

№ пп.	Отечественный комплекс	Комплексы зарубежных фирм
1	Электрические методы СП ЭК-1, Э-31 БК (ЭК-1, Э-36) МБК Индукционный метод (ИКЗ-П, ВИКИЗ)	SPONTANEOUS POTENTIAL LOG (СП) – *SP* *Dual Laterlog* (боковой каротаж двойной) – *DLL*: - -LL_s (с малой глубиной исследования) - -LL_d (с большой глубиной исследования) - *Proximity Log* (каротаж ближней зоны) - *PL* *Microlaterlog* (микробоковой каротаж) – *MLL* *Microspherical fokused Log* (микробоковой каротаж со сферической фокусировкой тока) – *MSFL* *Microlog (Minilog)* – ML *Induction Log* (индукционный метод) – *IL* *Dual Induction Fokused Log* (индукционный фокусированный двойной) - *DIFL*
2	Радиоактивные методы ГМ, ГМ-С ГС-ИНГС, ИНК-9 ННК ГГМ-П	 *Gamma Ray, Spectral Gamma ray* *Neutron Log* (нейтронный метод) *Sidewall Neutron Log* (боковой нейтронный метод) – *SNL* *Compensated Neutron Log* (нейтронный метод с компенсацией скважинных условий) – *CNL* *Epithermal Neutron Log* (нейтронный метод по надтепловым нейтронам) - *ENL* *Density Log (Densilog)* – гамма-гамма плотностной
3	Акустический метод АКП, ЧАК 4РАД ТД	*Acoustilog (Soniclog*) – акустический метод
4	Кавернометрия	*Caliper* (кавернометрия) *Microcaliper* (микрокавернометрия)
5	Термометрия (Т-4)	*Temperature log* (термометрия)
6	Наклономер (НИД-1)	Depmeter

Приведенный в таблице 2.1 отечественный комплекс является обобщением геофизических исследований, проведенных в скважинах, расположенных на прибрежном шельфе Каспийского и Черного морей, и не отражает объективную характеристику существующего в стране современного комплекса ГИС.

Разработанные Грозненским СКТБ ПГ приборы серии Э являются комплексными и позволяют производить одновременно оценку удельного электрического сопротивления горных пород установками с разной глубиной исследования. Так, например, прибор Э6 позволяет регистрировать две кривые индукционного метода с большой и средней глубиной исследования и кривую бокового каротажа с малой глубиной исследования. Прибор Э9 состоит из трех зондов БК с большим, средним и малым радиусом исследования.

Среди нейтронных методов в последние годы более широко стали применяться стационарные и импульсные нейтрон-нейтронные методы по тепловым и надтепловым нейтронам. Наряду с одно-зондовыми вариантами нейтронных методов, при которых измеряется плотность излучения на одном расстоянии от источника, применяются двухзондовые приборы с компенсацией влияния условий измерения (компенсационный нейтронный каротаж КНК), когда измеряют плотности нейтронов на двух различных расстояниях от источника.

При этом регистрация показаний в некоторых типах приборов (например, РКС-2) осуществляется в виде диаграмм кажущейся нейтронной пористости, аналогично диаграммам нейтронных методов, регистрируемых приборами фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже [5].

Здесь же следует назвать и компенсационный гамма-гамма плотностной метод (прибор РКС-1), в котором измерения проводят двумя зондами для исключения влияния промежуточного слоя (глинистой корки и промывочной жидкости), отделяющего прибор от стенки скважины.

В таблице 2.2. приведен перечень методов ГИС, используемых для решения конкретных геолого-геофизических задач. Как показывает практический опыт, достоверная оценка любого из рассматриваемых параметров, за редким исключением, возможна только при осуществлении комплексной интерпретации данных различных методов ГИС.

Рассмотрим методическое обеспечение процесса интерпретаций основных методов ГИС.

1. Электрические методы

Основными методами, применяемыми при изучении морских месторождений, являются: метод потенциалов собственной поляризации, боковой и микробоковой каротаж, микрозонды, индукционный метод. Боковое электрическое зондирование используется только в отечественном комплексе.

Таблица 2.2

Соответствие комплекса ГИС решаемым задачам

№ п п	Задачи	Комплекс	
		отечественный	зарубежный
1	Определение удельного электрического сопротивления: - в промытом пласте; - в зоне проникновения; - в неизменном пласте	МЗ, МБК, МЗ-МБК БЭЗ, БК, ИМ, БК-ИМ БЭЗ, ИМ, БЭЗ-БК-ИМ, МБК-БК-ИК, БК-БЭЗ	*PL, MLL, MSFL, ML* *LL_s* *LL_d, IL, DIFL, LL-LL LL_s - LL_d*
2	Определение глинистости	ГМ, ГМ-С СП	*GR, SGR* *SP*
3	Определение пористости	МБК, МЗ ИМ, БК ГГМ-П АМ ННМ-НТ; ННМ-Т КНК НГМ	*MLL, PL, ML* *IL, LL* *Densilog* *Acoustilog* *Epithermal Neutron Log* *Compensated Neutron Log*
4	Определение литологии пород – коллекторов и уточнение пористости	ГГМ-НМ-АМ ННМ-ГГМ ННМ-АМ ГГМ-КНК АМ-КНК ГГМ-АМ	*Epithermal Neutron Log – Densilog* *Epithermal Neutron Log – Acoutsilog* *Densilog – Compensated Neutron Log* *Acoutsilog - Compensated Neutron Log* *Densilog – Acoutsilog*
5	Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	БЭЗ, БК, ИМ+методы пористости ($к_н$, $к_г$) ННМ, НГМ ($к_г$) ИННМ ($к_н$)	*IL, LL, DIFL+методы пористости ($к_н$, $к_г$)* *Epithermal Neutron Neutron Log* Compensated *Neutron Log* ($к_г$)
6	Определение коэффициента проницаемости, продуктивности	БК, МБК, ИМ+ методы пористости ОПК ИПТ	*LL, IL, LIFT, MLL, 16".* потенциал-зонд+методы пористости
7	Определение пластового давления; выявление зон АВПоД	ИПТ, ОПК БКЗ, БК, ИК АК, ГГМ	*IL, LL, 16"* - потенциал-зонд Acoutsilog

Как уже отмечалось выше, современная аппаратура бокового и индукционного методов позволяет осуществлять одновременную регистрацию двух или трех кривых с различным радиусом исследования. Серийные приборы бокового (ЭК-1, Э-36) и индукционного методов (ИКЗ-

П, ВИКИЗ) позволяют регистрировать одну кривую кажущегося сопротивления или электропроводности за один спуск - подъем прибора.

Зарубежный комплекс электрических методов также представлен методами СП, БК, ИМ, МБК и микрозондами. Боковой каротаж проводится зондами с малой *(LL_S)* и большой глубиной исследования *(LL_d)*. При этом осуществляется одновременная запись кривых LL_S и LL_d прибором двойного бокового каротажа *DLL (DUAL LATERLOG).* В комплексе имеется также боковой каротаж со сферической фокусировкой тока. Запись кривой удельной электропроводности осуществляется двумя приборами индукционного метода, один из которых записывает две кривые $\sigma_к$ установками с разным радиусом исследования *DIFL (DUAL INDUCTION FOCUSED LOG).*

Для изучения удельного сопротивления части пласта, примыкающей к стенке скважины, используются следующие методы:

-каротаж ближней зоны - *PROXIMITY LOG (PL);*

-микробоковой каротаж - *MICROLATERLOG (MLL);*

-микрокаротаж со сферической фокусировкой тока - *MICROSPHERICAL FOCUSED LOG (MSFL);*

- микрозонды - MINILOG *(MICROLOG) (ML).*

Микрометоды

Диаграммы микрометодов используются для определения удельного электрического сопротивления пласта, промытого фильтратом промывочной жидкости $p_{пп.}$ Для количественной оценки $p_{пп}$ необходимо располагать сведениями о величине кажущегося сопротивления в промытом пласте, толщине $h_{сл}$ и удельном сопротивлении $p_{сл}$ промежуточного слоя между корпусом прибора и стенкой скважины.

За величину кажущегося сопротивления, в зависимости от степени однородности, принимают среднее или среднегармоническое значение $p_к$, снятое с диаграмм микрометодов. Толщину промежуточного слоя определяют по данным микрокаверномера или обычного каверномера. Удельное сопротивление $p_{сл}$ оценивают по известной величине удельного сопротивления промывочной жидкости $p_р$ и температуре пласта. При $h_{сл}$<10 см принимают $p_{сл}$ равным удельному сопротивлению глинистой корки $p_{гк}$.

Определение $p_{пп}$ осуществляют по специальным палеткам, рассчитанным для интерпретации данных одного или двух микрометодов. Примеры палеток приводятся на рис. 2.1, 2.2.

Боковой каротаж

При обработке данных БК в случае однородных пластов против выделенных интервалов производят отсчет экстремальных значений $p_к$. В неоднородных пластах рассчитывают среднегармонические величины кажущегося сопротивления.

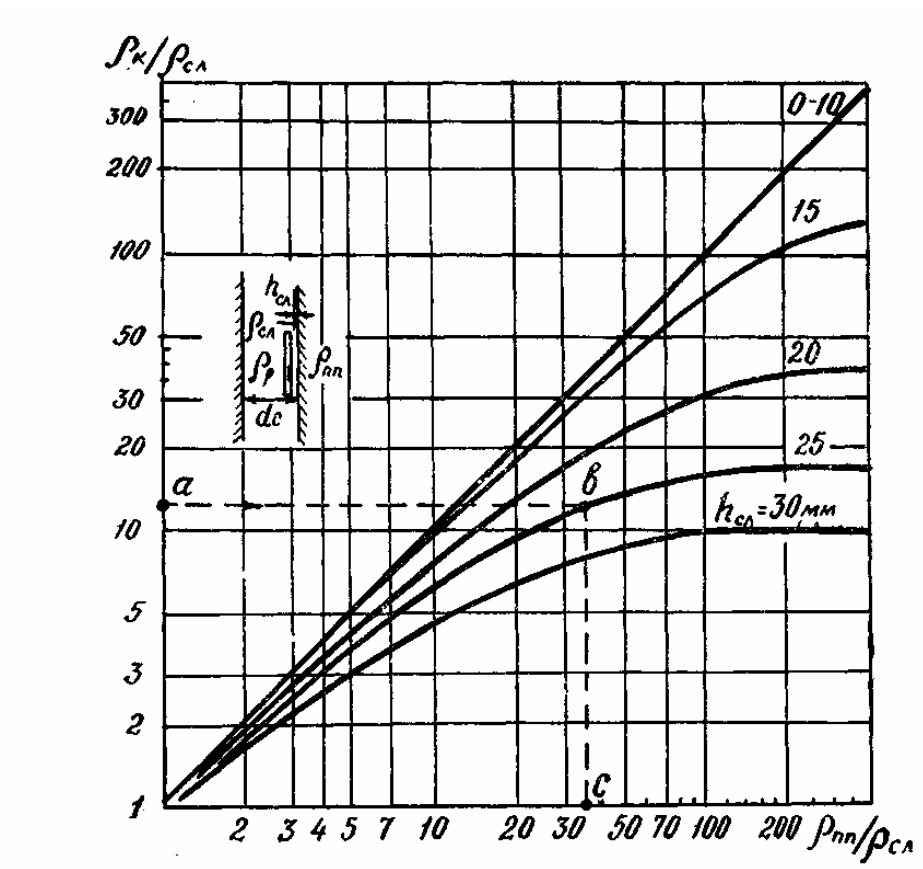

Рис. 2.1. **Определение удельного сопротивления промытой зоны пласта $\rho_{пп}$ ($\rho_{сл}$ ≥ 0,5 Омм). Боковой микрокаротаж (ВНИИГеофизика)**

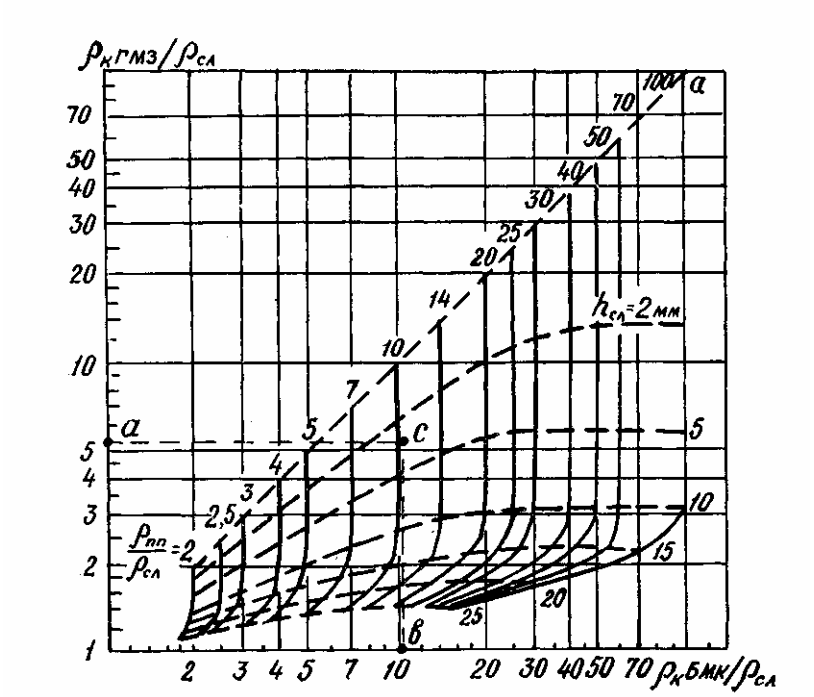

Рис 2.2. **Определение рпп и $\rho_{пп}$ и $h_{сл}$ градиент-микрозонду и МБК (ВНИИгеофизика). d_c=200 мм; $\rho_{сл}$ ≥ 0,5 Омм**

Необходимым этапом интерпретации данных БК является введение поправок за влияние скважины и вмещающих пород при ограниченной мощности пласта.

Введение поправок за влияние скважины для зондов прибора Э9 осуществляется по палеткам, рассчитанным для двух случаев: 1) прибор находится на стенке скважины; 2) прибор отклонен от стенки скважины отклонителем, диаметр которого равен 160 мм.

Поправки вводятся последовательно - сначала за влияние d_c и затем за сопротивление вмещающих пород и ограниченную мощность пласта.

Удельное сопротивление пласта, полученное в результате введения этих поправок, будет равно истинному сопротивлению пласта при отсутствии или незначительной глубине зоны проникновения.

В пластах-коллекторах показания бокового каротажа в зависимости от радиуса исследования могут отражать удельное сопротивление зоны проникновения или неизмененной проникновением части пласта. В этих случаях необходимо рассматривать результаты исследований зондов с разной глубинностью. Это может быть комплекс зондов бокового каротажа (малый, средний и большой), комплексы зонда БК с двумя градиент-зондами БКЗ $(L=1$ и $4\,м)$ или БК с зондами микробокового и индукционного методов.

Для комплексной интерпретации данных нескольких зондов рассчитаны специальные палетки, при пользовании которыми необходимо располагать сведениями о диаметре зоны проникновения, если определяют $p_{зп}$ и $p_п$, или знать удельное сопротивление зоны проникновения при оценке $p_п$ и D (рис. 2.3).

Индукционный метод

Отсчет существенных значений удельной электропроводности осуществляется против середины пласта.

При интерпретации данных ПК, записанных аппаратурой ПИК-1М и ДИК, последовательно вводят поправки за влияние скважины (учет электропроводности промывочной жидкости), за скин-эффект и нелинейность аппаратуры, затем учитывают сопротивление вмещающих пород и ограниченную мощность пласта.

При интерпретации данных ИК, зарегистрированных приборами ЭЗ, Э6, вначале вводят поправки за скин-эффект, затем учитывают влияние скважины и для пластов ограниченной мощности влияние вмещающих пород. При введении поправок за скважину необходимо обратить внимание, как были произведены исследования, прибор находился на стенке скважины, или был удален от стенки с помощью отклонителя. В зависимости от положения прибора пользуются различными поправочными графиками. Следует заметить, что использование отклонителя значительно снижает влияние скважины. Поэтому при

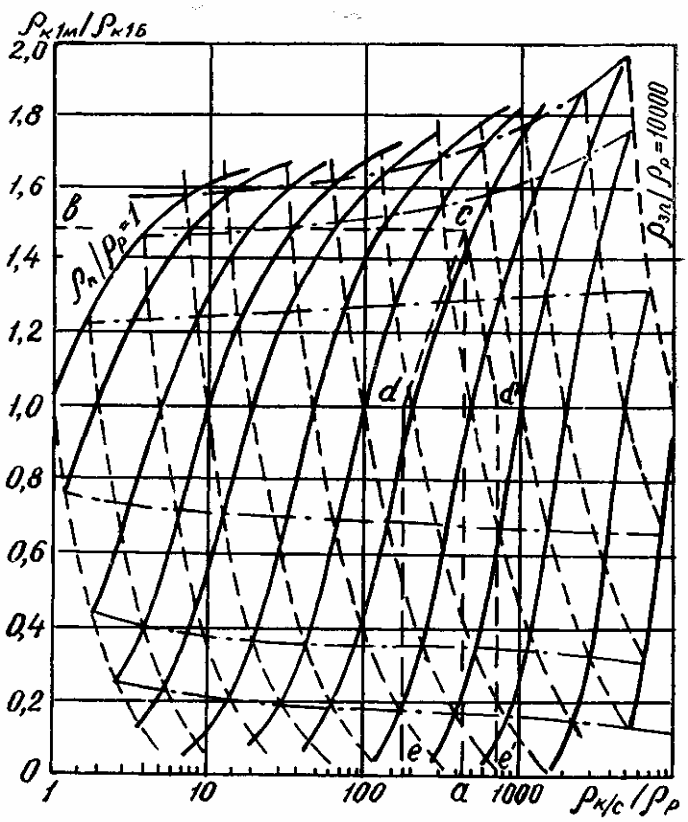

Рис. 2.3. **Определение $p_п$ и $p_{зп}$. Прибор Э9. $D/d_c=8$; $h=\infty$ (СКТБ ПГ)**

d_c>0,19 м рекомендуют измерения индукционным методом проводить с отклонителем

Значение удельного сопротивления пласта, полученное после введения всех поправок в пластах без зоны проникновения, отражает истинную величину $p_п$. При наличии зоны проникновения, так же как и при интерпретации данных БК, необходимо проводить оценку $p_п$ по комплексу методов сопротивления с разными радиусами исследования.

Для практической интерпретации диаграмм разнотипных зондов применяют различные типы палеток: сводные, комплексные и палетки для приборов серии Э6 и Э1.

При пользовании этими палетками для определения $p_п$, $p_{зп}$ и D необходимо располагать информацией, полученной тремя зондами с разным радиусом исследования. Например, комплекс из диаграмм малого градиент-зонда (или МВК), трехэлектродного бокового каротажа и индукционного метода, комплекс, состоящий из диаграммы бокового каротажа и двух кривых индукционного метода, записанных зондами со средней и большой глубиной исследования. Пример определения $p_п$, $p_{зп}$ и D по данным БК и двух зондов ИК приведен на рис. 2.4.

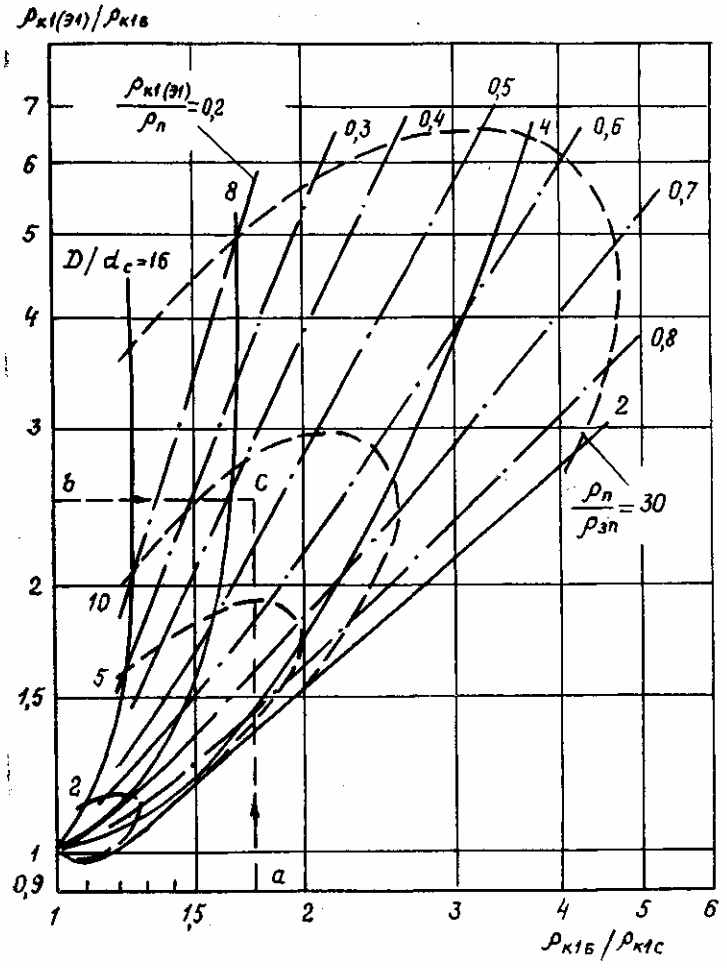

Рис. 2.4. **Определение p_n, $p_{зп}$, D. Приборы Э1, Э6.**
(p_n>$p_{зп}$; d_c = 0,3 м; h = ∞) СКТБ ПГ

При интерпретации материалов, записанных приборами фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже, можно рассматривать следующие комплексы:

DIL—LL8;
DIL—SFL;
IL_d—LL8—MLL;
IL_d—SFL—MLL;
LL_d—LL_s—MLL.

Для перечисленных комплексов рассчитаны специальные палетки, позволяющие определять в изучаемых пластах p_n, $p_{пп}$ и D, Одна из таких палеток приведена на рис. 2.5.

Метод потенциалов собственной поляризации

Интерпретация диаграмм метода СП включает в себя два основных этапа:

1) Определение статической амплитуды $\Delta E_{сп,пл}$ по величине наблюденной аномалии $\Delta U_{сп}$ с введением поправки за влияние

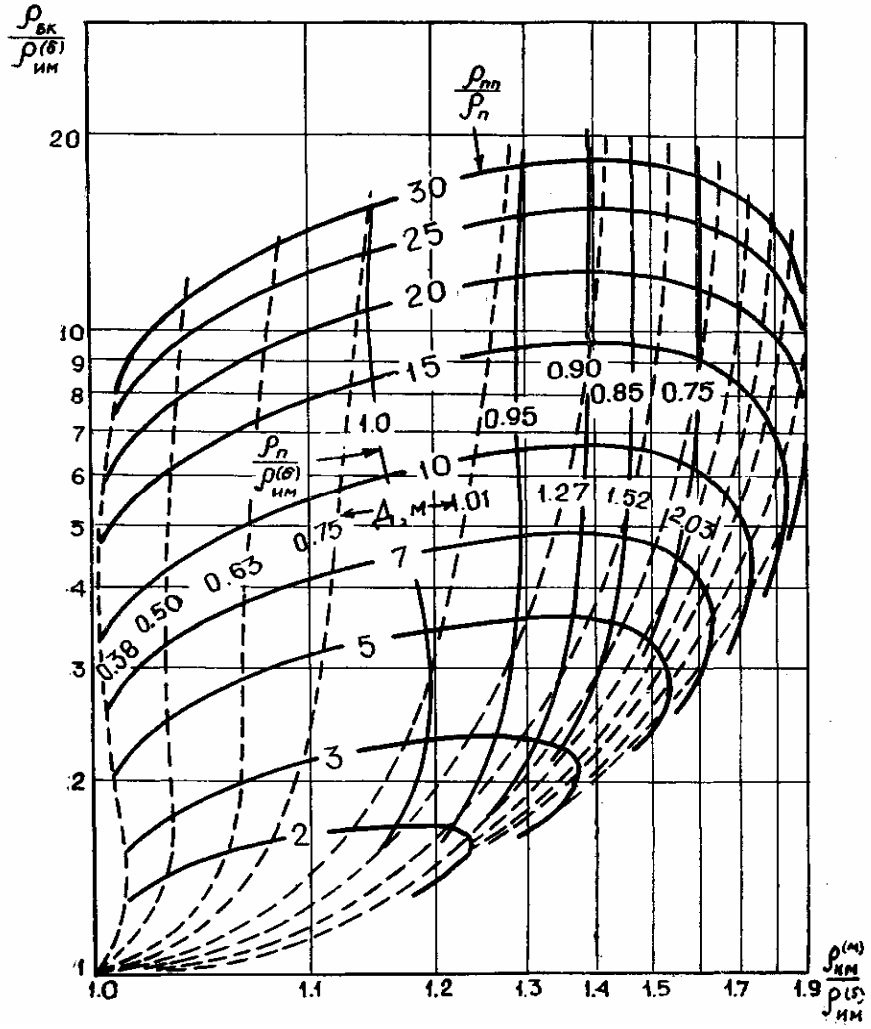

Рис. 2.5. **Определение $\rho_{пп}$, $\rho_п$, *D* по комплексу методов БК и ИМ (двойной индукционный метод) (фирма Шлюмберже)**

толщины и удельного сопротивления пласта, зоны проникновения и вмещающих пород. Поправочный коэффициент $v_{сп}$ находится по палеткам Г. Доля.

2) Расчет относительной амплитуды $\alpha_{сп}$, представляющей отношение статической амплитуды в исследуемом пласте к максимальной амплитуде $\Delta E_{сп}$, макс между линиями чистых глин и чистых песчаников.

2. Радиоактивные методы

Гамма-метод

Интенсивность гамма-излучения I_γ, измеряемая в скважинах, представляет собой суммарную интенсивность излучений, идущих от сред, окружающих скважинный прибор. Для необсаженной, скважины такими средами являются: буровой раствор, глинистая корка и горная порода. В

случае обсаженной скважины необходимо учитывать влияние цементного камня и обсадной колонны. Помимо этого прибор регистрирует и так называемое фоновое излучение $I_ф$, включающее собственный фон прибора и космический фон. Характер влияния скважины на величину I_γ неоднозначен. Если удельная радиоактивность промывочной жидкости ниже, чем у пород, окружающих прибор, то увеличение диаметра скважины приведет к снижению показаний I_γ. Уменьшение показаний может наблюдаться и против пород, радиоактивность которых ниже, чем у раствора в скважине, если прибор удален от стенки скважины и его отделяет от породы обсадная колонна. В то же время при $g_n > g_n$ увеличение d_c и удаление прибора от стенки может привести к увеличению показаний.

Для исключения влияния сред, отделяющих прибор от пласта используют поправочные коэффициенты $\eta_Y = I_{\gamma,ст}/I_\gamma$, полученные эмпирическим путем. При этом регистрируемая интенсивность, приводится к стандартным условиям $I_{\gamma,ст}$, при которых либо полностью исключается влияние перечисленных выше сред, либо это влияние приводят к одинаковым условиям.

Существует два способа введения поправок:

- поочередное введение поправок, учитывающих влияние какого-либо одного фактора (изменения диаметра скважины η_d, влияния глинистой корки $\eta_{гк}$, эксцентриситета в скважине $\eta_э$);
- получение комплексной поправки.

На рис. 2.6 приведены палетки фирмы Шлюмберже для введения поправки за влияние необсаженной скважины, полученные для приборов диаметром 43 и 92 мм с учетом их расположения в скважине.

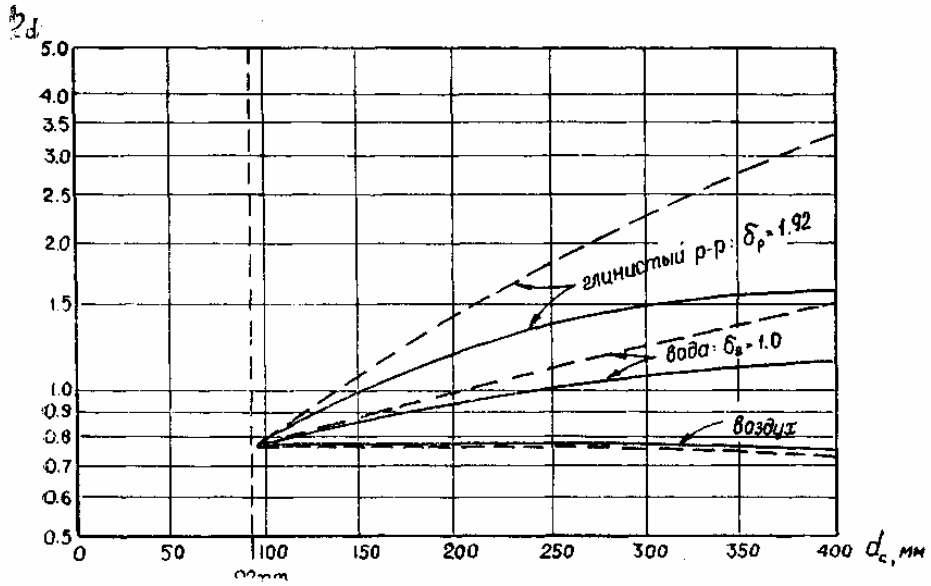

Рис. 2.6. **Поправка за влияние необсаженной скважины η_d (ГМ) (фирма Шлюмберже)**

Необходимым этапом интерпретации всех методов радиометрии является учет влияния инерционности измерительного канала, то есть приведение регистрируемого излучения к условиям пласта неограниченной мощности. Эта операция осуществляется введением поправки $\upsilon = \Delta I_\gamma / \Delta I_\gamma$, ∞ величину амплитуды $\Delta I_\gamma = I_\gamma - I_{\gamma,\ вм}$, где $I_{\gamma,ВМ}$ - показание против нижнего вмещающего пласта. Поправочный коэффициент υ определяется по специальной палетке при известных значениях толщины пласта h, скорости регистрации диаграммы v и постоянной времени интегрирующей ячейки τ.

Для исключения влияния трудно учитываемого излучения $I_ф$, конструкции скважины, положения прибора в скважине, а также возможного сдвига кривой за счет аппаратурного фактора и линейного искажения масштаба регистрации при количественной интерпретации используют относительный разностный параметр

$$\Delta J_Y = (I_\gamma - I_{\gamma,on1})/(I_{\gamma,on2} - I_{\gamma,on1}),$$

где $I_{\gamma,on1}$ и $I_{\gamma,on2}$ - показания в пластах с низкой и высокой глинистостью.

Нейтронные методы

Стационарные нейтронные методы (НГМ, ННМ-Т; ННМ-НТ) осуществляются однозондовыми и двухзондовыми приборами.

Результаты измерений двухзондовыми приборами регистрируют в виде диаграмм показаний двух зондов, либо в виде диаграммы отношений показаний двух зондов. В приборе РКС-2, а также в двухзондовых приборах НМ фирм Дрессер Атлас и Шлюмберже производится автоматическое вычисление коэффициента пористости (без поправок за влияние скважинных условий, минерализации вод, состава скелета) и регистрируется кривая кажущейся пористости известняка $к_{п,n}$.

Результаты измерений однозондовыми приборами более чувствительны к колебаниям скважинных условий и минерализации вод, чем измерения двухзондовыми.

Отличительной особенностью интерпретации диаграмм нейтронного гамма-метода является необходимость исключения из регистрируемой интенсивности величины естественного гамма-излучения. Все остальные этапы интерпретации идентичны.

Если показания нейтронных методов записаны в эталонных единицах (усл. ед.) или в импульсах в минуту, измеренная интенсивность приводится к условиям пласта неограниченной мощности с помощью поправочного коэффициента v.

При регистрации показаний в единицах кажущейся пористости необходимость в данном этапе интерпретации отпадает.

Результаты измерений нейтронными методами позволяют дифференцировать породы по водородосодержанию, которое, в первую очередь, определяется их пористостью.

При интерпретации диаграмм нейтронных методов, записанных однозондовыми приборами, в величину регистрируемой интенсивности I_n вводятся поправки за диаметр скважины, плотность промывочной жидкости, наличие глинистой корки, а также при необходимости за минерализацию раствора и температуру пласта.

Увеличение диаметра скважины, заполненной жидкостью, а также удаление прибора от стенки скважины (в том числе за счет глинистой корки) приводит к уменьшению показаний НМ, то есть способствует некоторому увеличению кажущейся пористости. Повышение хлоросодержания жидкости в скважине резко уменьшает показания ННМ-Т и увеличивает показания НГМ. Результаты ННМ-НТ практически не чувствительны к хлоросодержанию раствора в скважине.

Повышение минерализации пластовых вод (увеличение содержания хлора) приводит к уменьшению показаний ННМ-Т и увеличению показаний НГМ.

Увеличение температуры приводит к уменьшению плотности и водородного индекса воды, нефти и газа, следовательно, будет приводить к уменьшению k_n, при постоянной истинной пористости [2].

При регистрации диаграмм нейтронных методов в единицах кажущейся пористости (компенсационный нейтронный метод) влияние скважинных условий, минерализации пластовых вод и бурового раствора значительно меньше, по сравнению с однозондовыми приборами. Но, поскольку в двухзондовых приборах это влияние полностью не исключается, его необходимо учитывать при проведении количественной интерпретации.

На рис. 2.7 показан порядок внесения поправок в кажущуюся пористость известняка за d_c, $h_{гк}$, C_p, $C_в$, δ_p и $t°$. Аналогичные палетки имеются для приборов НМ фирм Шлюмберже и Дрессер Атлас.

Плотностной гамма - гамма метод

Применяется для определения плотности горных пород, необходимой как для геологического расчленения разреза, так и при оценке коэффициента пористости. Радиус исследования метода невелик (~10 см), поэтому его показания в значительной степени зависят от влияния скважинных факторов. Для исключения влияния скважины источник и детектор помещают в коллимационных каналах, а скважинный прибор прижимают к стенке скважины таким образом, чтобы окна коллимационных каналов «смотрели» на породу. Для исключения влияния промежуточного слоя на участках недостаточно плотного прилегания прибора к стенке скважины измерения ГГМ-П проводят двумя зондами,

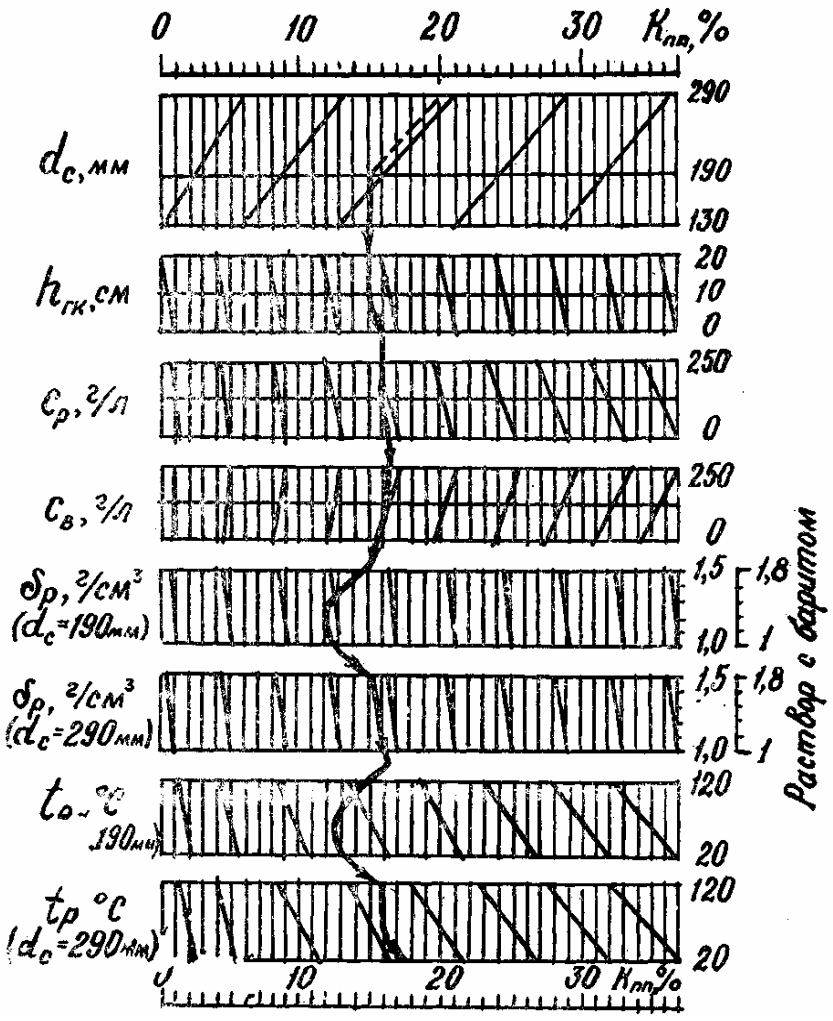

Рис. 2.7. **Учет влияния скважины и температуры при определении пористости известняка (аппаратура РКС-2) (МИНГ им. Губкина, ВНИИнефтепромгеофизика)**

отличающимися своими размерами. Размер малого зонда 15-20 см, большого - 35-40 см.

В приборах РКС-1 осуществляется автоматическое вычисление плотности по измеренным показаниям большого и малого зондов.

Для увеличения абсолютной дифференциации диаграммы плотности и повышения точности измерений аппаратурой РКС-1 регистрируется изменение объемной плотности $\pm\Delta\delta$ относительно эталонной плотности $\delta_{эт}$, воспроизводимой калибратором. Величина $\Delta\delta$, преобразованная в аналоговую форму, регистрируется на диаграмме. При записи $\delta_{эт}$ за условную нулевую линию принимается значение $\delta_{эт.}$ В процессе калибровки радиометра РКС-1 устанавливаются нулевое показание, масштаб плотности на диаграмме и контролируется компенсация влияния глинистой корки. Для этого на диаграмме ГГМ-П записываются две калибровочные линии, соответствующие двум значениям плотности ($\delta_{эт}$ и

$\delta_{эт}$), и третья калибровочная линия, соответствующая плотности калибратора с вкладышем, имитирующим глинистую корку [2].

В аппаратуре РГП-2 записывается некоторая функция

$$F(\delta) = (I_{БЗ} \cdot I_{МЗAL}/I_{МЗ} \cdot I_{БЗAL}) - 0{,}6(I_{МЗ}/I_{МЗ,эт}),$$

зависящая только от плотности пород. Толщина и плотность промежуточного слоя не влияют на величину $F(\delta)$. Переход от величины $F(\delta)$ к плотности $\delta_п$ осуществляется с помощью палетки (рис. 2.8).

На величину регистрируемой плотности влияет плотность жидкости, насыщающей пласт. В реальных условиях насыщения пласта нефтью ($\delta_н$ =0,8 г/см^3) или пластовой водой максимальной минерализации это может привести к отличию зарегистрированных показаний $\delta_п$ от показаний при $\delta_ж$=1 г/см^3 на ± 0,02 г/см^3. При этом абсолютная погрешность в оценке $k_п$ может составить ±1%. Поэтому при определении пористости по $\delta_п$ необходимо учитывать плотность флюида, заполняющего поровое пространство. Для приборов ГГМ-П (отечественных и зарубежных) имеются специальные палетки $\eta_п = f(k_п)$, учитывающие характер заполнения пор (нефть, пресная и высокоминерализованная вода).

При определении объемной плотности породы необходимо учитывать влияние естественной радиоактивности. Учет производится с помощью палетки (рис. 2.9), которая построена для фиксированного значения активности рабочего источника (6-10^{-9} А/кГ на расстоянии 1 м). Величина поправки $\Delta\delta$, найденная по палетке на рис. 2.9, прибавляется к значению объемной плотности, полученной на диаграмме. Для учета изменения активности источника величина $\Delta\delta$ умножается на коэффициент ($Q^*/6$)-10^{-9}, а затем прибавляется к значению измеренной плотности (Q^* — активность используемого при записи рабочего источника в А/кг на расстоянии 1м).

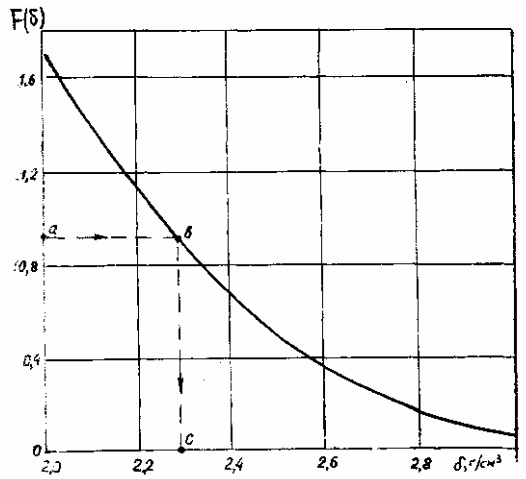

Рис. 2.8. **Определение объемной плотности по параметру *F* (δ). РГП-2 (ВНИИГИС)**

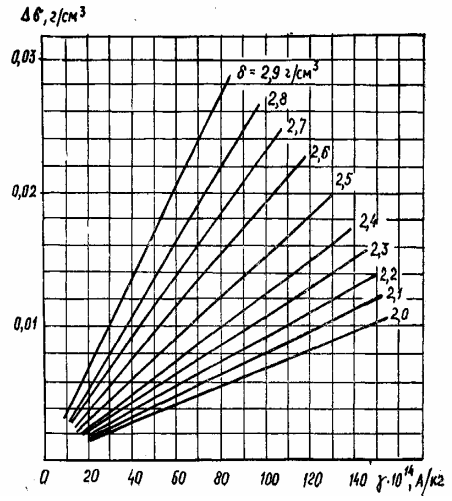

Рис. 2.9. **Учет влияния естественной радиоактивности на показания аппаратуры РКС-1 (ВНИИнефтепромгеофизика)**

Точность определения плотности по ГГМ-П составляет 0,03—0,05 г/см^3, что приводит к погрешности в определении пористости в 2—3% абс. [2].

В связи с тем, что на показания ГГМ-П очень сильное влияние оказывает промежуточный слой, этот метод в настоящее время применяется только для исследования необсаженных скважин.

Акустические методы

Акустические методы исследования скважин выгодно отличаются от других методов ГИС возможностью получения широкой информации о свойствах горных пород. В серийной отечественной аппаратуре типа СПАК-6д и ВАК-4, а также в аппаратуре АМ зарубежных фирм эти возможности реализуются частично, поскольку данные типы аппаратуры рассчитаны на регистрацию кинематических и динамических параметров упругих продольных волн. Поэтому этот тип аппаратуры принято называть узкополосный (частоты основной энергии излучения составляют 20—66 кГц) и применяется он для изучения необсаженных скважин.

Регистрация волн различных типов — продольных, поперечных, лэмбовских, а также волн вторичного происхождения осуществляется отечественной серийной аппаратурой широкополосного акустического каротажа типа АКН-1 на частотах излучения от 1 до 20 кГц или модернизированной в широкополосный вариант аппаратурой СПАК-6д. С помощью данных типов аппаратуры изучаются разрезы необсаженных и обсаженных скважин.

Различают две модификации акустического метода — по скорости (АК - Δt) и по затуханию (АК - α). В первом случае осуществляется регистрация по стволу скважины непрерывных кривых времени пробега t_1 и t_2 соответственно от ближнего и дальнего излучателей, а также кривой разности времен прихода волны — интервального времени Δt. Акустический метод по затуханию заключается в регистрации амплитуд сигналов, пришедших от ближнего A_1 и дальнего A_2 излучателей, и эффективного коэффициента затухания (поглощения) α упругих волн.

В аппаратуре широкополосного метода предусмотрено получение в аналоговой форме интервального времени, амплитуд и коэффициента затухания продольных волн, амплитуд и коэффициента затухания поперечных волн, а также фазокорреляционных диаграмм и волновых картин.

К числу основных задач, решаемых по данным стандартного (узкополосного) АМ, относятся следующие:

- определение скоростей распространения упругих волн в горных породах;
- определения типа и величины k_n;
- определение характера насыщения пород-коллекторов (в комплексе с данными электрических и радиоактивных методов).

С помощью широкополосного АМ, помимо перечисленных выше, можно решать задачи:

- выявления в разрезах скважин коллекторов со сложной структурой перового пространства;
- оценки вторичной пористости в трещинных и порово-кавернозных коллекторах;
- оценки проницаемости коллекторов;
- оценки преимущественной ориентации трещин по отношению к оси скважины;
- оценки динамического состояния трещин;
- выделения нефтегазонасыщенных коллекторов.

Для количественной интерпретации используют значения интервальных времен Δt_P, Δt_s, коэффициентов затухания α_p, α_s и α_L (лэмбовских волн).

Радиус исследования АМ зависит от рабочей частоты излучателя. Для серийной аппаратуры он составляет 25—30 см. С целью исключения влияния скважины на показания акустических методов используют трехэлементные зонды. Поэтому измеряемые при АМ величины интервальных времен и коэффициентов поглощения используют при количественной интерпретации без введения поправок за влияние скважинных условий. Однако в интервалах сильно глинистых пород и гидрохимических осадков, где возможно значительное увеличение диаметра скважины (до 30—40 см и выше), показания акустического метода используют только для качественной интерпретации.

Повышенное затухание упругих волн, приводящее к проскальзыванию циклов, возможно в рыхлых породах с k_n>30% и низкопористых коллекторах с интенсивной трещиноватостью. В таких случаях нецелесообразно проводить оценку k_n по данным акустического метода. Следует отметить, что в ряде случаев, особенно при бурении на равновесии и в случае исследования геологических разрезов, характеризующихся повышенными газосодержаниями, в том числе связанными с наличием прослоев углей, показания АМ также будут искажены влиянием проскальзывания циклов. Учитывая, что наряду с ГГМ-П АМ является одним из базовых методов, этому вопросу следует уделять особое внимание при исследовании морских скважин с помощью акустического метода.

Калибровка геофизических приборов

Прибор индукционного каротажа помещают в воздухе над поверхностью и на таком удалении от проводящих материалов, чтобы на приемные катушки не подавался сигнал. В этом положении устанавливают нуль прибора (нулевую проводимость). Затем на прибор одевают устройство, с помощью которого в приемных катушках индуцируют сигнал, соответствующий определенной величине проводимости.

Сигнал, излучаемый в воздухе, проходит практически без ослабления. Для получения калибровочной зависимости величины сигнала от проводимости породы сигнал пропускают через ЭВМ, в которой зарегистрированное показание изменяют до проводимости породы. Полученный сигнал посылают затем в приемные катушки.

Прибор двойного индукционного и бокового каротажа калибруют также при удалении от любого проводящего материала. Нуль двух кривых индукционного каротажа устанавливают на 1000 Омм. Это соответствует проводимости 1 миллисименс на метр.

Нуль бокового каротажа устанавливают 10^4 Омм, что соответствует 0,1 миллисименса на метр. Затем на прибор надевают устройство, индуцирующее сигнал, соответствующий величине 2 Омм для двух систем ИК. Внутренняя калибровка прибора должна соответствовать наземной калибровке. Калибровочным стандартом для аппаратуры БК является прецезионный резистор, эквивалентный 2 Омм и включающийся в положении внутренней калибровки.

Прибор микрокаротажа калибруют в специальных тестовых скважинах, имеющих известное сопротивление во всем динамическом диапазоне.

В качестве внутренней калибровки используют опорные прецезионные резисторы, эквивалентные породам различного типа.

Приборы плотностного каротажа калибруют в тестовых скважинах, содержащих три пласта известняка различной объемной; плотности, и двумя-тремя калибраторами. Калибраторы используют непосредственно в полевых условиях. Некоторые съемные калибраторы фирмы Дрессер Атлас изготовлены из магния (δ = 2,25 г/см^3) и алюминия (δ = 3 г/см^3).

При реализации гамма-метода в качестве единицы измерения: используют единицы *«API»*. Они соответствуют измерениям в тестовой скважине Хьюстонского университета. Единица *API* составляет 1/200 разности кривой между двумя зонами с различной естественной гамма-активностью, причем 16,5 *API* соответствует активности 1 мкг Ra.

Тестовая скважина в Хьюстоне сконструирована так, чтобы; среднеконтинентальная глина была зерегистрирована на 100 ед. *API.*

Прибор ГМ калибруют в ед. *API* в поле с помощью эталонного источника, располагаемого на фиксированном удалении от детектора прибора.

Прибор нейтронного каротажа также калибруют в тестовой скважине и одновременно определяют эквивалент полевого калибратора. В эталонной скважине имеют три известные пласта известняка пористостью 1,9%, 19% и 26%.

3. АЛГОРИТМЫ КОМПЛЕКСНОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Интерпретация данных ГИС имеет определенные особенности в зависимости от физико-химических характеристик изучаемых пород.

С этой точки зрения целесообразно рассматривать следующие группы пород:

- неглинистые гидрофильные породы с межзерновой пористостью;
- глинистые гидрофильные породы с межзерновой пористостью;
- гидрофобные породы (чистые или глинистые) с межзерновой пористостью;
- породы со сложной структурой перового пространства (трещинные, кавернозные, смешанного типа).

Неглинистые гидрофильные породы с межзерновой пористостью

К этой группе относятся чистые кварцевые песчаники, известняки, доломиты, мелоподобные породы, пористость которых определяется объемом пустот между зернами минерального скелета.

Породы относятся к гидрофильным, если при испытании на впитывание при погружении керна (обломков породы) в воду нефть самопроизвольно вытесняется водой из перового пространства. Характерной особенностью гидрофильных пород является сравнительное постоянство остаточной нефтенасыщенности в зоне проникновения, если бурение скважины проводилось с использованием промывочной жидкости на водной основе.

Процесс интерпретации данных ГИС в чистых межзерновых породах включает в себя следующие этапы.

1. Определение литологической характеристики изучаемых пород. Эта задача решается по данным стандартного комплекса ГИС, включающего в себя исследование разреза методами: КС, СП, ГМ, НГМ, микрозондирования и кавернометрии.

2. Выделение коллекторов и определение границ пластов. Выделение пластов-коллекторов осуществляется при литологическом расчленении разреза по данным комплекса методов ГИС, перечисленного выше. Характерные признаки коллекторов межзернового типа разделяют на две группы: качественные и количественные.

Выделение терригенных коллекторов и карбонатных пород с высокой межзерновой пористостью достаточно надежно осуществляется по прямым качественным признакам, к которым относятся: сужение диаметра скважины на кавернограмме; наличие положительных приращении на диаграммах микрозондов ($p_к^{мпз} > p_к^{мгз}$); наличие радиального градиента сопротивлений, устанавливаемое сравнением показаний $p_к$ по диаграммам зондов с различным радиусом исследования; изменение во времени показаний различных геофизических методов. Об отсутствии или слабой

глинистости таких коллекторов свидетельствуют глубокие отрицательные аномалии на кривой метода СП и низкие показания на диаграмме гамма-метода.

Прямые качественные признаки в чистых межзерновых коллекторах могут отсутствовать при бурении на технической воде, высокоминерализованных буровых растворах, при низкой межзерновой пористости. Последнее характерно для карбонатных коллекторов. В этом случае используют количественные критерии и, главным образом, критические (или кондиционные) значения коэффициентов проницаемости, пористости или показания методов ГИС, зависящих от пористости. Предварительно устанавливают $k_{п,кр}$ и затем, используя связи геофизических параметров ($J_{пу}$, $J_{уу}$, Δt и т. д.) с пористостью, определяют $J_{пу,кр}$, $J_{уу,кр}$, $\Delta t_{кр}$. Определение границ пластов проводится по методам ГИС, согласно установленным правилам.

3. Определение эффективной мощности коллекторов. В однородном пласте-коллекторе большой мощности $h_{эф}$ устанавливают по данным методов ГИС, согласно правилам отбивки границ пласта для конкретного метода. В однородном пласте малой мощности, истинную мощность определяют по значению видимой (фиктивной) мощности $h_{эф}$, используя связи $h_{ист} = f(h_{ф})$. В неоднородном пласте из общей мощности вычитают толщину глинистых и плотных прослоев, привлекая данные микрометодов и кавернометрию.

При неоднородном характере насыщения коллектора определяют положение водонефтяного (или газоводяного) контакта и за эффективную мощность принимают интервал между кровлей пласта и положением контакта. При наличии переходных зон большой протяженности за положение контакта (ВНК или ГВК) принимают границу, выше которой из пласта будет получен промышленный приток нефти с водой.

4. Определение удельного сопротивления пластовой воды. Удельное сопротивление пластовой воды является одним из важнейших параметров, от точности определения которого зависит надежность результатов интерпретации.

Определение $\rho_в$ осуществляют одним из следующих способов:

- измерение поверхностным резистивиметром пробы пластовой воды с введением поправки за температуру в пластовых условиях;

- по данным химического анализа вод, объемной (в кГ/м^3) или массовой (в *%)*. концентрации, плотности и солености. Устанавливается по специальным палеткам или рассчитывается по известным формулам [4];

- по величине амплитуды аномалии потенциалов собственной поляризации после введения поправок за мощность и удельное сопротивление пласта. Здесь возможны два способа: графический и способ номограмм. Первый реализуется при наличии двух замеров кривых $U_{СП}$ зарегистрированных при различных удельных сопротивлениях растворов в скважине, отличающихся один от другого не менее чем в 5 раз. Способ номограмм представляет собой графическое решение уравнения:

$$\Delta E_{СП} = K_{СП}\, lg(\rho_ф/\rho_в) \qquad (3.1)$$

- способ фирмы Шлюмберже. В этом способе предварительно находят значение амплитуды $\Delta U_{СП}$ в чистых песчаных коллекторах, приведенной к пласту неограниченной мощности. Задают коэффициент $K^{20}_{СП}$ при температуре 20° С (-70 мВ) и приводят его к температуре пласта. Затем по уравнению (3.1) вычисляют отношение эквивалентных удельных сопротивлений фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды x = $\rho_{фэ}/\rho_{вэ}$. Далее, используя палетку (рис. 3.1) для известных значений $p_ф$ и $t_{пл}$, определяют $p_{фэ}$. Затем рассчитывают $p_{вэ}= xp_{фэ}$ и для полученного значения $p_{вэ}$ при температуре пласта находят $p_в$.

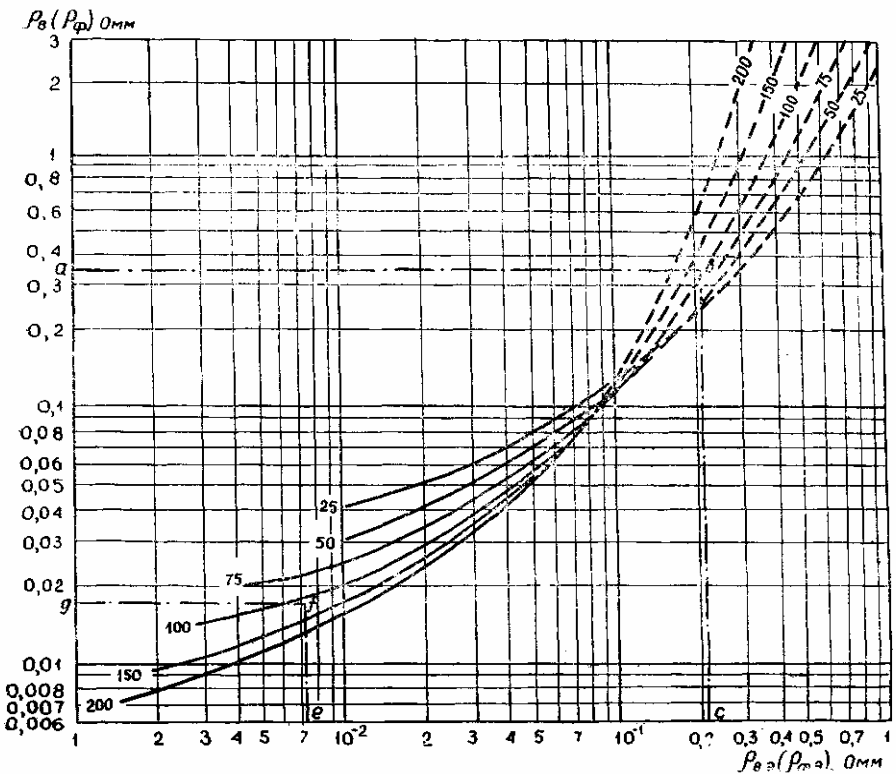

Рис. 3.1. **Зависимости эквивалентных электрических удельных сопротивлений $\rho_{ф.э}$ и $\rho_{в.э}$ от $\rho_ф$ и $\rho_в$. Шифр кривых — *t* в °С**

5. Определение удельного сопротивления пласта. Истинное удельное сопротивление пласта во многих случаях является наиболее трудно определяемой величиной. Достаточно надежно $p_п$ можно установить по данным индукционного метода в пластах невысокого удельного сопротивления (до 50 Омм) с малой зоной проникновения. При достаточно глубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт задача значительно усложняется и по существу сводится к определению трех неизвестных ($p_{зп}$, D и $p_п$), для чего необходимо три независимых уравнения или соответственно не менее трех независимых кривых сопротивления. В гл. 2 названы оптимальные комплексы методов

сопротивления, позволяющие определить удельные электрические сопротивления пласта, зоны проникновения и глубину проникновения фильтрата в пласт.

6. Определение коэффициента пористости. Основными методами ГИС, позволяющими решить данную задачу, являются:

- метод сопротивлений;
- нейтронные методы;
- метод рассеянного гамма-излучения;
- акустический метод.

В чистых межзерновых коллекторах при отсутствии глинистого материала определение $k_п$ возможно осуществить по данным одного геофизического метода. Присутствие глины в породе, даже в небольших количествах, требует учета влияния глинистости и введения соответствующих поправок.

Рассмотрим особенности определения $k_п$ по каждому из названных выше методов.

а) Метод сопротивлений

Для надежной оценки $k_п$ по данным метода сопротивлений необходима высокая точность определения $p_{вп}$, $p_{зп}$, $p_{пп}$ и соответственно $p_в$, $p_{вф}$, $p_ф$ (в зависимости от того, каким способом устанавливается величина $k_п$), правильный учет влияния структуры породы, повышенной проводимости глинистой компоненты твердой фазы, учет влияния нефтегазонасыщенности порового пространства, проводящих минералов (пирит, графит и др.), если они присутствуют в породе в значительном количестве, термобарических условий. Коэффициент пористости устанавливается по зависимостям параметра пористости $P_п$ от $k_п$.

б) Нейтронные методы

Результаты измерений нейтронными методами позволяют определить нейтронную (кажущуюся) пористость $k_{п,п}$, отражающую объемное влагосодержание породы, представленной известняком.

При этом для однозондовых приборов переход от измеряемого излучения $I_п$ (или $\Delta I_п$), исправленного за влияние скважины и инерционность измерительного канала, осуществляется по зависимостям $I_п$ $(\Delta I_п)=f(k_{п,п})$. В двухзондовых приборах регистрируемым параметром является величина $k_{п,п}$ без учета влияния условий измерения. После внесения соответствующих поправок в величину $k_{п,п}$ за d_c, $h_{ГК}$, $C_р$, $C_в$, $\delta_р$, $t°$ в неглинистых породах получают истинную пористость известняка.

Если изучаемые породы представлены породами другой литологии (песчаник, доломит), необходимо ввести соответствующие коррективы. При известной литологии переход от кажущейся пористости известняка к истинной производится по палеткам $k_{п,п} = f(k_п)$ с учетом литологии пород.

Если же за опорные пласты взяты не известняки, то по значению пористости опорного пласта с помощью палетки (рис. 3.2) находят эквивалентную пористость известняка, которую используют в дальнейших расчетах.

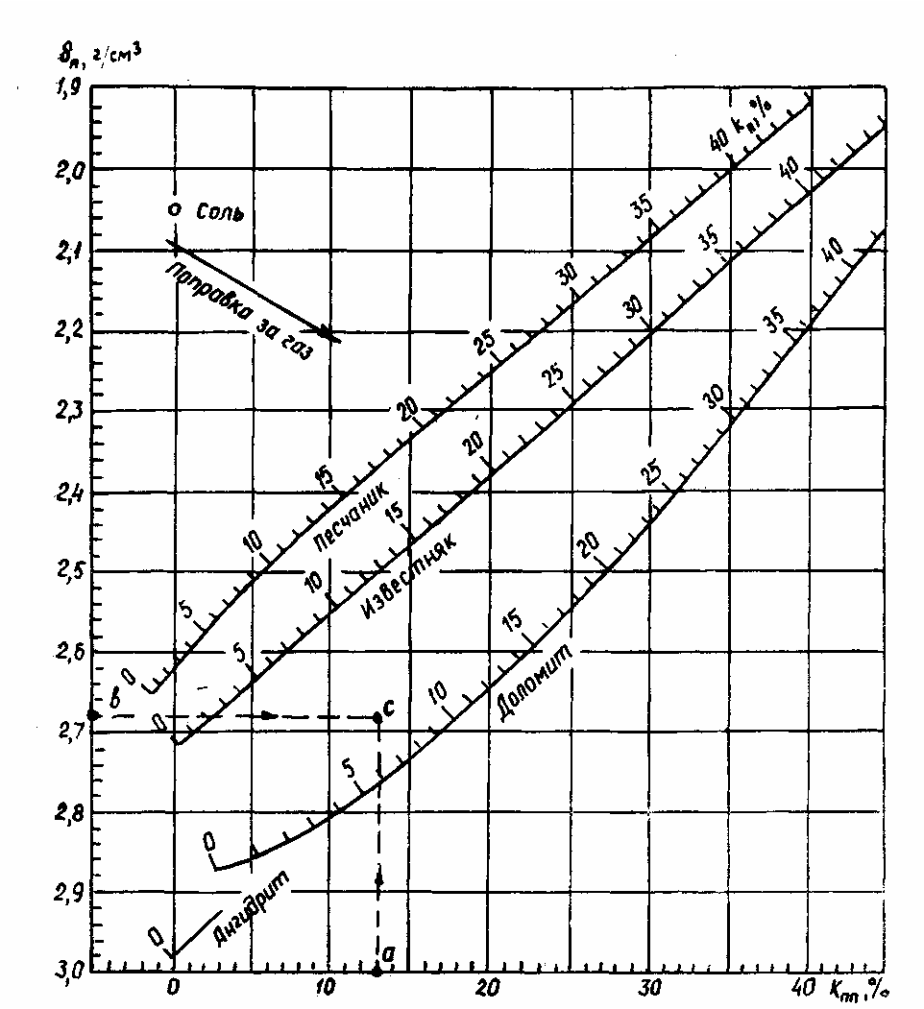

Рис. 3.2**. Определение пористости и литологии пород по ГГМ и КНК (фирма Шлюмберже)**

в) Гамма-гамма плотностной метод

Вычисление пористости неглинистых пород производят по формуле

$$k_п = (\delta_{ск} - \delta_п)/(\delta_{ск} - \delta_з)$$

где $\delta_п$ — плотность породы, определенная в результате измерений ГГМ-П; $\delta_{СК}$ и $\delta_З$ — плотности соответственно скелета и заполнителя порового пространства. За величину $\delta_З$ принимают плотность фильтрата промывочной жидкости.

Для продуктивных коллекторов в случае неполной промывки пласта в зоне исследования ГГМ величину $\delta_З$ рассчитывают с учетом плотности и объемного содержания в поровом пространстве воды, нефти и газа. При температуре пласта свыше 100— 150°С вводят поправку за рост объема жидкости при увеличении температуры

$$\delta_З = \delta_{З0}/z$$

где δ_{30} — плотность флюида при нормальных условиях.

Точность оценки $k_п$ по ГГМ-П зависит также от правильного выбора величины $\delta_{СК}$. Это относится, прежде всего, к породам с полиминеральным скелетом. В терригенном разрезе отклонения $\delta_{СК}$ могут быть вызваны присутствием в породе минералов, плотность которых отличается от плотности кварца. В карбонатном разрезе неопределенность в величине $б_{СК}$ может наблюдаться в породах с переменным содержанием известняка, доломита или сульфатов.

Для таких случаев целесообразно проводить определение $k_п$ по комплексу методов пористости: гамма-гамма метод и акустический, гамма-гамма и нейтронные методы.

г) Акустический метод

В неглинистых породах коэффициент пористости рассчитывают по эмпирическому уравнению среднего времени.

Получаемые при этом величины $\delta_П$ могут отличаться от истинных, если не учтены термобарические условия пласта (особенно при наличии АВПД), характер насыщающего флюида в зоне исследования акустическим методом, степень сцементированности породы.

При исследовании АМ скважин на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, необходимо учитывать изменение во времени давления внутрипоровой жидкости.

При неизвестной литологии пород-коллекторов или при полиминеральном составе скелета оценка коэффициента пористости по данным одного из перечисленных выше методов пористости практически невозможна. Погрешности в оценке $k_п$ могут достигать значительных величин из-за неверного выбора акустических, плотностных или нейтронных характеристик скелета. Ошибки при определении пористости могут возникнуть и тогда, если поровое пространство коллектора заполнено флюидом, отличающимся по водородосодержанию и плотности от воды, используемой при градуировании приборов.

В этих случаях для уточнения литологии и определения пористости пород необходимо привлекать данные двух или трех методов пористости.

Фирмой Шлюмберже разработаны графики определения литологии и оценки пористости по сочетанию двух методов пористости (рис. 3.2). Так как палетки эквивалентной пористости для прибора РКС-2 (метод КНК) аналогичны палаткам фирмы Шлюмберже для аппаратуры *CNL,* последние можно использовать при интерпретации комплексов КНК-ГГМ, КНК-АМ, а также ГГМ-АМ.

7. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. Для гидрофильных и частично гидрофобных коллекторов справедливо соотношение

$$k_{нг} + k_в = 1$$

Данные электрометрии позволяют определить $k_н$ в нефтеносном коллекторе, $k_г$ в газоносном и $k_{нг}$ в породе, содержащей и нефть, и газ.

Нейтронные методы в обсаженных скважинах позволяют определить $к_г$ в газо- и нефтегазонасыщенных коллекторах. В последнем случае, определив $k_{нг}$ по данным электрометрии, а $k_г$ по данным нейтронных методов, можно установить величину $k_н$.

Разработаны способы оценки $k_н$ по данным импульсного НИМ в комплексе с одним из методов пористости.

д) Электрические методы

Определение параметров $k_в$ и $k_{нг}$ по данным методов сопротивлений основано на использовании зависимостей между параметром насыщения и коэффициентом водонасыщенности, получаемых экспериментальным путем. Связь между $P_н$ и $k_в$ для большей части терригенных и карбонатных коллекторов в области средних и низких значений $k_в$<40% описывается эмпирическим соотношением

$$P_н = a_н/k_в^n$$

Величина показателя n определяется характером смачиваемости и зависит от степени глинистости коллекторов. В чистых и слабоглинистых гидрофильных коллекторах его величина составляет 1,8—2,0.

Для определения параметра насыщения необходимо установить удельное сопротивление пласта за пределами зоны проникновения фильтрата, располагать информацией о коэффициенте пористости и удельном сопротивлении пластовой воды.

В зарубежной практике применяются следующие способы определения $k_в$ в чистых и слабоглинистых коллекторах:

- определение $k_в$ по данным фокусированных зондов разной глубинности (фирма Дрессер Атлас). Исходными данными здесь являются $k_п$, m, $p_ф$, $p_в$, $p_{БК}$, $p_{МБК}$ $k_{НО}$, $Д$;

- определение $k_в$ по комплексу методов сопротивлений разной глубинности и метода потенциалов собственной поляризации (фирма Дрессер Атлас). Необходимая информация: $\Delta U_{СП}$, $p_{ПП}$ /$p_П$, $k_{СП}$, t^0. Данный способ реализуется и при оценке $k_в$ в глинистых песчаниках. В этом случае необходимо знать величину относительной амплитуды $\alpha_{СП}$.

- метод Тиксье (Скалистых гор). Применяется для расчета $k_в$ по параметрам зоны проникновения — $p_{ЗП}$, $p_{вф}$. В основе метода лежит предположение о наличии связи между $k_{в,ЗП}$ в зоне проникновения фильтрата и $k_в$ пласта, не затронутого проникновением. Для чистых гидрофильных пород получено эмпирическое выражение $k_{в,ЗП}$, $\cong \sqrt{k_в}$.

Процесс интерпретации по каждому способу сводится к решению системы уравнений, что облегчает реализацию их с помощью ЭВМ. Для ручной интерпретации построены палетки.

е) Нейтронные методы

Определение коэффициента газонасыщения по данным стационарных нейтронных методов возможно лишь после расформирования зоны проникновения. Поэтому данный способ чаще всего реализуется по результатам исследований в обсаженных скважинах. В основу способа положено сравнение величины кажущейся нейтронной пористости $k_{п,n}$ газоносного пласта, определенной по данным НМ, с суммарным водородосодержанием w газонасыщенной породы. Решение системы двух уравнений относительно $k_г$ для неглинистого пласта имеет вид:

$$k_г = \frac{k_n - k_{П,n} + \Delta\omega_{Пл}}{(1 - H_{\omega Г})k_П},$$

где $\Delta w_{пл}$ — поправка за плотностной эффект, обусловленная пониженной плотностью газоносного пласта по сравнению с плотностью водоносного пласта той же влажности; $H_{wГ}$ — водородный индекс газа.

Другой способ определения $k_Г$ основан на использовании зависимости относительного разностного параметра $\Delta J_{n,y} = f(k_г)$. В качестве опорных пластов с минимальными и максимальными показаниями $J_{n,y}$ выбирают соответственно водоносный коллектор заданного минерального состава и газоносный коллектор с максимальным и известным $k_Г$.

Определение k_H по данным импульсного нейтрон-нейтронного метода осуществляется в комплексе с методом пористости. Здесь возможно применение следующих способов:

- истинных значений декремента затухания;
- кажущихся значений декремента затухания;
- графического.

8. Определение коэффициента проницаемости. Для реальных пористых сред, исходя из уравнения Козени-Кармана, получено следующее выражение для коэффициента проницаемости

$$\boldsymbol{k_{пр} = k^3_{п,эф}/fT^2_г S_ф} \qquad (3.2)$$

где $k_{п,эф}$ - соответствует объему эффективных пор, по которым происходит фильтрация жидкости; $T_Г$ - гидравлическая извилистость каналов фильтрации; $\boldsymbol{S_ф}$ - удельная поверхность фильтрации; f - коэффициент формы поровых каналов, изменяется от 2 (для каналов с круговым сечением) до 3, возрастая с усложнением формы сечения.

Преобразование выражения (3.2) и приведение его к виду, доступному для расчетов с использованием информации, получаемой по методам ГИС, позволило получить следующее уравнение

$$k_{пр} = \frac{\tau^2_{св}(1 - P_H^{-1/n})^3 P_H^{n/2}}{fP_П} \qquad (3.3)$$

где $\tau_{СВ}$ - толщина пленки связанной воды.

Выражение (3.3) является физической основой для определения $k_{пр}$ по параметру насыщения $P_н$ чистых гранулярных коллекторов в зоне их предельного нефте- или газонасыщения на значительном удалении от ВНК

(ГВК). Для различных районов страны предложен ряд эмпирических выражений и зависимостей, связывающих $k_{пр}$ с $P_н$, $P_П$.

На основании уравнения Козени-Кармана для этих же условий Фирмой Шлюмберже получены следующие соотношения:

$$k_{пр} = \frac{1}{P_П} \cdot \left(\frac{k_П}{1 - k_П} \right)^2 \frac{1}{k^2_{в.св}}, \qquad (3.4)$$

$$k_{пр} = Ak^в_П / k^с_{в.св}$$

Для практического использования предложена номограмма, представляющая графическое решение уравнения (3.4) для пород нефтенасыщенных $(k^{1/2}_{пр} = 250k^3_П/k^с_{в.св})$ и газонасыщенных $(k^{1/2}_{пр} = 79k^3_П/k^с_{в.св})$

Тиксье разработан метод оценки проницаемости по градиенту сопротивления, основанный на наличии связи между проницаемостью, капиллярным давлением и разностью плотностей воды и углеводородов. Для этого способа предложены три палетки зависимости $k_{ПР}$ от градиента сопротивления $\alpha = \Delta p_п/(\Delta h \rho_{ВП})$ в переходной зоне для различных величин минерализации пластовой воды (пресная, соленая и морская вода). Для пользования этими палетками необходимо знать удельный вес товарной нефти.

Существуют способы оценки проницаемости по данным опробователей пластов на кабелях и испытателей на бурильных трубах. Величину $k_{ПР}$ рассчитывают по результатам обработки кривой восстановления давления (КВД) в процессе притока. Данные КВД позволяют рассчитать гидродинамический параметр $(k_{ПР}h_{эф})/\mu$ Зная вязкость флюида, полученного во время притока при пластовых условиях, и $h_{эф}$ по геофизическим данным, определяют $k_{ПР}$.

9. Определение относительной проницаемости. При фильтрации через породу смеси двух (и более) фаз интерес представляет определение относительной способности различных фаз проходить одновременно через породу.

В практике для характеристики закономерностей двух- и трехфазной фильтрации пользуются коэффициентами относительной проницаемости, которые получают по формулам:

$$K`_{ПР.Н} = \frac{k_{ПР.Н}}{k_{ПР}}; \quad K`_{ПР.Г} = \frac{k_{ПР.Г}}{k_{ПР}}; \quad K`_{ПР.В} = \frac{k_{ПР.В}}{k_{ПР}};$$

где – $k_{ПР.Н}$, $k_{ПР.Г}$, $k_{ПР.В}$ коэффициенты фазовой проницаемости соответственно для нефти, газа и воды, которые рассчитывают на основании экспериментальных данных по уравнению Дарси. Фирмой Шлюмберже предложены следующие выражения для: определения относительных проницаемостей при водонапорном режиме:

$$K`_{ПР.Н} = \left(1 - \frac{k_н - k_{во}}{1 - k_{но} - k_{во}} \right)^2,$$

$$K`_{ПР.В} = k_{в.св}^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\rho_{ВП}}{\rho_П} \right)^{3/2} = k_{В.ПОДВ.}^{1/2} \cdot k_В^3.$$

10. Определение продуктивности скважины. Под продуктивностью скважины понимают суммарный дебит воды, нефти и газа. Соотношение этих фаз в суммарном дебите является одной из основных характеристик, определяющих будущее скважины.

В зарубежной практике [7] ожидаемые значения водонефтяного (ВНФ) и газоводяного (ГВФ) факторов рассчитывают по следующим формулам:

$$ВНФ = B_н \frac{K`_{ПР.В}\,\mu_н}{K`_{ПР.Н}\,\mu_в}; \qquad ГВФ = B_Г \frac{K`_{ПР.В}\,\mu_Г}{K`_{ПР.Г}\,\mu_в},$$

где $B_н$, $B_г$ — объемные коэффициенты пластовой нефти, газа; $\mu_Г$, $\mu_в$ - вязкости нефти, газа и воды при температуре пласта.

11. Оценка предполагаемой отдачи нефти (газа). Методика определения нефтеотдачи для месторождений с водонапорным режимом разработана Долем [7]. Она основана на предположении, что промытая зона вокруг скважины представляет собой небольшую зону заводнения и что количество нефти, вытесненной из этой зоны, равно извлекаемой нефти. Были использованы следующие соотношения:

а) начальная нефтенасыщенность

$$k_н = 1 - k_{В.ПП} = 1 - \sqrt{\frac{P_П \rho_в}{\rho_П}}$$

б) остаточная нефтенасыщенность

$$k_{но} = 1 - k_{В.ПП} = 1 - \sqrt{\frac{P_П \rho_ф}{\rho_{ПП}}}$$

в) относительный объем вытесненной пластовой нефти

$$k_н - k_{но} = \sqrt{\frac{P_П \rho_ф}{\rho_{ПП}}} - \sqrt{\frac{P_П \rho_в}{\rho_П}}$$

г) отдача товарной нефти в м^3 на 1 га-м

$$K_{ОТД} = 7758 \cdot \frac{k_П}{B_Н} \left(k_Н - k_{НО} \right)$$

После подстановки в последнее выражение величины $(k_Н — k_{но})$ и принимая $P_п = \frac{1}{k_П^2}$, получено следующее соотношение для определения отдачи товарной нефти в м^3 на 1 га-м при водонапорном режиме:

$$K_{ОТД} = 7758 \cdot \frac{1}{B_Н} \left(\sqrt{\frac{\rho_ф}{\rho_{ПП}}} - \sqrt{\frac{\rho_в}{\rho_н}} \right)$$

12. Прогнозирование дебита скважины. Дебит нефти Q_H или газа $Q_Г$ определяется коэффициентом продуктивности коллектора и величиной общего перепада давления АР.

$$Q_{H(Г)} = \eta_{ПР} \Delta P$$

Фирмой Шлюмберже для оценки коэффициентов продуктивности $\eta_{ПР.Н}$ и $\eta_{ПР.Г}$ по данным ГИС предложены следующие приближенные выражения:

$$\eta_{ПР.Н} = \frac{h_{эф} k_{ПР} K`_{ПР.Н}}{\mu_Н B_Н}, \quad \eta_{ПР.Г} = \frac{h_{эф} k_{ПР} K`_{ПР.Г}}{\mu_Г B_Г}.$$

13. Прогнозирование суммарной отдачи на скважину. Отдача на скважину зависит от сетки размещения скважин или площади дренирования. Величина суммарной отдачи определяется как произведение эффективной мощности $h_{ЭФ}$ на отдачу в м^3 на 1 га-м и на расстояние между соседними скважинами.

Глинистые гидрофильные породы с межзерновой пористостью

Различают следующие типы глинистых коллекторов:

- слоистые глинистые коллекторы, представленные чередованием тонких глинистых и песчаных прослоев;
- глинистые коллекторы с рассеянным глинистым материалом;
- смешанные глинистые коллекторы, представленные чередованием глинистых песчаников и глин.

Комплексная количественная интерпретация данных ГИС в глинистых коллекторах проводится в той же последовательности, что и для чистых коллекторов. Имеющиеся некоторые особенности интерпретации геофизических методов будут изложены ниже по ходу рассмотрения ее отдельных этапов.

1. Определение литологического состава пород. Проводится по комплексу методов ГИС.

2. Выделение коллекторов. В отличие от неглинистых пород главными методами здесь являются методы глинистости - СП и ГМ. В качестве количественных критериев при выделении коллекторов используются величины массовой $C_{гл}$, объемной $k_{гл}$ и относительной глинистости, критические значения относительной амплитуды $\alpha_{СП}$ и относительного разностного параметра ΔJ_γ.

3. Определение эффективной мощности. Наибольшие трудности встречаются при определении $h_{Эф}$ в тонкослоистых разрезах, представленных переслаиванием прослоев коллектора и неколлектора. Эффективная мощность, равная суммарной мощности всех нефтгазонасыщенных прослоев коллектора, определяется расчетным путем одновременно с оценкой коэффициента нефтегазонасыщенности по специальной методике анизотропии, предложенной Доглем.

Другой способ определения $h_{Эф}$ (способ площади кривой СП), также впервые предложенный Долем, основан на связи между площадью

аномалии СП в пачке и относительным содержанием по мощности глинистых прослоев. Применение способа наиболее эффективно при близости удельных сопротивлений $p_{нп}$, $p_{гл}$, $p_{вм}$ и $p_р$.

4. Определение удельного сопротивления пластовой воды. Проводится одним из способов, приведенным в п. 4 (для чистых коллекторов).

5. Определение удельного сопротивления пласта. Для глинистых коллекторов характерны невысокие значения удельных сопротивлений и небольшие глубины проникновения пресного фильтрата (в результате разбухания глинистых частиц). Поэтому величину $p_{П,гл}$ можно установить с большой степенью надежности по результатам измерений зондами с большим и средним радиусом исследования.

6. Определение глинистости коллекторов. Оценка глинистости является очень важным этапом в количественной интерпретации данных ГИС глинистых коллекторов. Знание глинистости необходимо при выделении коллекторов, оценке пористости, нефтегазонасыщенности.

Основными методами для определения глинистости являются метод потенциалов собственной поляризации и гамма-метод. По данным метода СП определяют величину относительной глинистости $\eta_{ГЛ} = \dfrac{k_{ГЛ}}{k_П + k_{ГЛ}}$ по зависимостям $\alpha_{СП} = f(\eta_{ГЛ})$. Результаты измерений гамма-методом позволяют определить массовую или объемную глинистость. Здесь используются петрофизические связи $\Delta J_\gamma = f(k_{гл}; C_{гл})$.

7. Определение коэффициента пористости. Здесь применимы все методы оценки пористости, перечисленные выше для чистых коллекторов. Необходимым этапом количественной интерпретации в глинистых коллекторах является учет влияния глинистости на показания этих методов.

При интерпретации данных методов сопротивлений влияние глинистости учитывается введением параметра поверхностной проводимости $П = f(k_{ГЛ}, p_ф, p_{вф})$. Параметр пористости глинистого коллектора $P_{П,фикт} = P_П \cdot П$. Влияние поверхностной проводимости проявляется при насыщении перового пространства водным раствором, отличающимся по своему сопротивлению от раствора с предельной минерализацией.

Учет влияния глинистости на показания основных методов пористости осуществляется по следующим формулам:

- нейтронные методы

$$\boldsymbol{k_П = k_{П.n} - \Delta\omega_{ГЛ} = k_{П.n} - (k_{ГЛ}\omega_{ГЛ} + \Delta\omega_{ПЛ})}$$

- гамма-гамма плотностной метод

$$\boldsymbol{k_П = k_{П.\gamma\gamma} - \Delta k_{П.ГЛ} = k_{П.\gamma\gamma} - k_{ГЛ}} \frac{\delta_{ск} - \delta_П}{\delta_{ск} - \delta_з}$$

- акустический метод

$$k_П = k_{П.\Delta t} - \Delta k_{П.ГЛ} = k_{П.\Delta t} - k_{ГЛ}\frac{\Delta t_{ГЛ} - \Delta t_П}{\Delta E_{ГЛ} - \Delta t_{СК}}$$

В приведенных формулах $k_{ГЛ}$ — объемная глинистость; $w_{гл}$ — объемное содержание химически связанной воды в глинистой фракции; $\Delta\omega_{ПЛ}$ — поправка за аномалию (повышение) плотности в глинистых породах.

8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. Основным методом оценки $£_H(г)$ в глинистых породах является метод сопротивлений. Для глинистых пород кривые $P_H = f(k_B)$ существенно отличаются от аналогичных зависимостей для чистых коллекторов. Величина показателя *n* изменяется от 1,3 до 1,8.

При определении $k_{H(Г)}$ в коллекторах с рассеянной глинистостью используют палетку зависимостей $P_н$ от $k_в(k_{НГ})$ для различных значений параметра $A=(k_{ГЛ}/k_П)(p_В/p_{ГЛ.Р})$, где $p_{гл.Р}$ - удельное сопротивление агрегатов глинистых частиц, находящихся в породе в рассеянном состоянии.

Удельное сопротивление породы со слоистой глинистостью определяется следующим соотношением

$$\frac{1}{\rho_{П.ГЛ}} = \frac{\chi_{ГЛ}}{\rho_{ГЛ.СЛ}} + \frac{1-\chi_{ГЛ}}{\rho_{ПР}}$$

где $\chi_{гл}$ — доля глинистых прослоев в пачке; $p_{гл\cdot сл}$ и $p_{пр}$ — соответственно удельные сопротивления прослоев глин и песчаников. При подсчете запасов в коллекторах со слоистой глинистостью необходимо знать величину эффективной мощности пачки и коэффициент нефтегазонасыщенности песчаных прослоев $k_{НГ.ПР}$.

Величину $k_{НГ.ПР}$ устанавливают по $p_{пр}$ и зависимости $P_H = f(k_B)$, полученной для чистых коллекторов или для коллекторов с рассеянной глинистостью (если в песчаных прослоях имеется диспергированная глина). Значение коэффициента нефтегазонасыщенности, пересчитанное на всю мощность пачки, составляет

$$k_{НГ.П} = k_{НГ.ПР}(1-\chi_{ГЛ})$$

Для коллекторов со слоистой глинистостью существуют также палетки зависимостей $P_{н\cdot ГЛ} = f[k_B(k_{НГ})]$ для различных значений параметра

$$B=\chi_{ГЛ}\rho_{ВП}/(1-\chi_{ГЛ})\,\rho_{ГЛ.СЛ}$$

По известным $P_{Н.ГЛ}$ и *B* истинное значение $P_н$ может быть рассчитано по формуле

$$P_н = P_{Н.ГЛ}/[1-B(P_{Н.ГЛ}-1]$$

9. Определение коэффициента проницаемости. Проницаемость глинистых коллекторов целесообразно определять по диаграммам методов глинистости — СП и ГМ. Для терригенных коллекторов различных районов установлены корреляционные связи $\alpha_{СП}=f(k_{ПР})$, $\Delta J_y=f(k_{ПР})$ и $\alpha_{СП}/\Delta J_y=f(k_{ПР})$.

10. Определение относительной проницаемости. В глинистых коллекторах определение относительной проницаемости для смачивающей

фазы (воды) и несмачивающих фаз (нефти, газа) выполняют по следующим формулам:

$$K`_{ПР.В}=k^{1/2}_{В.ПОДВ}(\rho_{ВП}/\rho_{П})^{3/2},$$

$$K`_{ПР.Н} = \left(1-\frac{k_B - k_{B.CB}}{1-k_{B.CB}-k_{НО}}\right)^2$$

11. Определение продуктивности скважины (так же, как и для чистых пород).

12. Оценка предполагаемой отдачи на 1 га-м. Для режима растворенного газа и газонапорного режима так же, как и для чистых пород. Для водонапорного режима пользуются видоизмененной методикой Доля с учетом глинистости пласта.

13. Прогнозирование дебита скважины (так же, как и для чистых пород).

14. Прогнозирование суммарной отдачи на одну скважину (так же, как и для чистых пород).

Гидрофобные породы с межзерновой пористостью

Гидрофобность коллектора можно установить по результатам испытания на впитывание только что отобранного шлама или керна, не подвергшегося еще действию воздуха. Если порода полностью или частично гидрофобна, то она будет отталкивать воду, и зерна породы, если они достаточно малого размера, будут плавать по воде.

Определение характера смачиваемости породы при отсутствии образцов является более сложной задачей. Сведения о гидрофобности коллектора можно получить, проводя анализ методов электрометрии, а также результатов количественной интерпретации. Для полностью или частично гидрофобных коллекторов характерны следующие признаки:

1. В полностью гидрофобной породе не может быть переходной зоны между водоносной и нефтеносной частями пласта, поскольку вода не может подниматься в гидрофобную породу под действием капиллярных сил.

2. Анализ удельных сопротивлений для промытой зоны $p_{пп}$ и неизмененного пласта $p_п$ показывает, что для гидрофобных пород характерны аномально высокие значения $p_{пп}$ и $p_п$, во много раз превышающие величины сопротивлений, рассчитанных по формулам:

$$p_{пп} = P_{но}P_П\rho_ф \quad \text{и} \quad \rho_П = P_н P_П \rho_в$$

для известных значений пористости, удельных сопротивлений пластовой воды, фильтрата промывочной жидкости и параметров насыщенности $P_{но}$ и $P_н$.

3. Значения водонасыщенности, полученные различными способами, не совпадают между собой - расхождения выходят за пределы допустимых погрешностей. Водонасыщенность, определенная по зависимости $P_н=1/k_B$,

оказывается очень малой, гораздо меньшей, чем $k_в$, определенная по кернам.

4. Значения пористости, определенные различными способами по методу электрического сопротивления, не совпадают друг с другом и оказываются значительно ниже величин $k_П$, полученных по данным других методов пористости.

В природе полностью гидрофобные породы очень редки. Чаще приходится иметь дело с частично гидрофобными породами. Важной задачей для гидрофобных коллекторов является оценка показателя степени смачиваемости n. Как показали экспериментальные исследования, в частично гидрофобных породах он изменяется от 3 до 5 и в полностью гидрофобных породах может достигать 10.

Особенностью гидрофобных пород является значительный градиент нефтенасыщенности в пределах промытой части пласта и зоны проникновения. Остаточная нефтенасыщенность в промытой зоне намного меньше (20-30%), чем в зоне проникновения, где она составляет 50-75%.

В промытой зоне может измениться характер смачиваемости породы (из гидрофобной превратиться в гидрофильную) в результате воздействия на нее поверхностно-активных веществ, содержащихся в буровом растворе. При этом собственно зона проникновения в большей своей части будет оставаться гидрофобной.

Этапы последовательной количественной интерпретации данных ГИС гидрофобных пород с межзерновой пористостью в основном аналогичны описанным выше для гидрофильных пород.

Рассмотрим особенности в методике интерпретации данных ГИС гидрофобных коллекторов.

1. Определение коэффициента пористости выполняют по данным методов пористости: АМ, НГМ, ННМ, ГГМ-П. Сравнение результатов оценок $k_п$ по методам пористости с величинами пористости, определенными по удельному сопротивлению ($\rho_{ПП}$, $\rho_{ЗП}$), позволяет установить характер смачиваемости пласта.

Если установлено, что породы гидрофобные, необходимым этапом интерпретации должно быть определение показателя смачиваемости n.

2. Приближенную оценку показателя $\bar{n}$ можно осуществить следующим способом [5]. Для промытой части пласта и зоны проникновения в гидрофобном коллекторе справедливы следующие соотношения:

$$k_{В.ПП} = \sqrt[n]{P_П \rho_ф / \rho_{ПП}}$$

$$k_{В.ЗП} = \sqrt[n]{P_П \rho_ф / \rho_{ЗП}}$$

Отсюда

$$\frac{\rho_{ПП}}{\rho_{ЗП}} = \left(\frac{k_{В.ЗП}}{k_{В.ПП}} \right)^n \qquad (3.5)$$

При определении показателя степени n принимается, что значение $k_{В.ПП}$ изменяется от 0,7 до 0,8, а в зоне проникновения от 0,2 до 0,4.

Из соотношения (3.5) и пределов изменения $k_{В.ПП}$ и $k_{В.ЗП}$ можно получить

$$\bar{n} = \frac{\lg \dfrac{\rho_{ЗП}}{\rho_{ПП}}}{\lg \dfrac{k_{В.ВП}}{k_{В.ЗП}}} = (1{,}66 \div 4{,}11) \lg \frac{\rho_{ВП}}{\rho_{ПП}}$$

3. При определении коэффициента проницаемости используют связи между пористостью, размером зерен и проницаемостью.

Для практического применения зарубежные фирмы рекомендуют следующее эмпирическое выражение:

$$\bar{n} = \left(\frac{850000\delta_н}{141{,}5 - 131{,}5\delta_н} - 0{,}945H \right) \cdot \frac{\rho_в^2}{P_п \rho_{ВП} \rho_{НП}}$$

Метод градиента сопротивления Тиксье в гирофобных коллекторах не применим. Он дает слишком завышенное значение проницаемости. Это связано с тем, что в переходной зоне, расположенной над водоносной частью (где порода полностью гидрофильна), пласт постепенно переходит в гидрофобный. В результате фактический градиент сопротивления оказывается завышенным.

4. Для гидрофобных коллекторов необходимо проводить оценку остаточной нефтенасыщенности $k_{н \cdot св}$, поскольку нефть является смачивающей фазой, и оценку подвижной нефтенасыщенности

$$k_{Н.ПОДВ} = \frac{1 - k_в k_{Н.СВ}}{1 - k_{В.СВ}}$$

5. Определение относительной проницаемости для нефти и воды в частично гидрофобных породах осуществляют по формулам:

$$\boldsymbol{K`_{ПР.Н}} = k_{Н.ПОДВ}^{\frac{1}{2}} \cdot k_Н^3$$

$$K`_{ПР.В} = (1 - k_{Н.ПОДВ})(1 - k_{Н.ПОДВ}^{\frac{1}{4}} \cdot k_Н^{\frac{1}{2}})^2,$$

если вода перемещается в результате капиллярной пропитки и

$$K`_{ПР.В} = (1 - \frac{k_Н - k_{Н.СВ}}{k_{Н.СВ} - k_{ВО}})$$

при заводнении и водонапорном режиме.

Породы со сложной структурой порового пространства

К сложным коллекторам относятся:

1) карбонатные трещинные, трещинно-кавернозные, трещинно-кавернозно-межзерновые, а также метаморфизованные терригенные-трещинные и трещинно-межзерновые;

2) вулканогенные, которые характеризуются повышенным содержанием высокодисперсных минералов и сложной морфологией пор.

К сложным коллекторам можно отнести также и терригенные глинистые коллекторы с высоким содержанием глинистого материала в виде прослоев и выключений, рассмотренные уже выше.

Особенностями интерпретации данных ГИС в сложных коллекторах являются трудности, связанные с выделением коллекторов, необходимость в раздельном определении отдельных компонентов пористости, раздельной оценке коэффициента нефтегазонасыщенности межзерновых пор и вторичных пустот.

Этапы последовательной интерпретации данных ГИС в сложных коллекторах:

1. Проводят качественное изучение разреза по методам ГИС. Для трещинных коллекторов характерными признаками являются:

- незначительные и непостоянные по мощности увеличения d_c по сравнению с номинальным $d_н$;

- увеличенные показания коэффициента поглощения α_p на диаграммах стандартного АМ, перебитость фавовых линий на диаграммах ФКД широкополосного акустического метода;

- на диаграммах повторных замеров каверномером и методом СП возможно увеличение во времени диаметра скважин и рост отрицательной аномалии $\Delta U_{СП}$ за счет увеличения фильтрационной компоненты;

- небольшие изменения показаний на повторных диаграммах фокусированных зондов и больших зондов БЭЗ (этот признак проявляется не всегда);

- интенсивное поглощение промывочной жидкости.

Трещинно-кавернозный коллектор имеет более ярко выраженную характеристику на диаграммах детального механического и фильтрационного методов. Против него возможны провалы бурового инструмента и катастрофические поглощения помывочной жидкости вплоть до полной потери циркуляции. При низком содержании глинистого материала в межзерновых порах возможно снижение во времени отрицательной амплитуды СП и повышение показаний ГМ, обусловленное глинизацией (кольматацией) эффективного порового пространства близ стенок скважины.

Породам трещинно-кавернозно-межзернового типа свойственны признаки трещинных, трещинно-кавернозных или межзерновых коллекторов, в зависимости от того, какой тип пористости преобладает.

2. Выделяют интервалы для количественной интерпретации. Предварительно по комплексу ГИС необходимо в изучаемом разрезе выделить пласты-коллекторы. Данная задача решается сравнительно легко, если в данной скважине были проведены исследования по специальным программам: ГИС - давление -ГИС; ГИС - испытание - ГИС; ГИС - активация раствора - ГИС; ГИС - воздействие - ГИС.

При отсутствии специсследований проводят сплошную интерпретацию данных геофизических исследований по всему разрезу, предварительно исключая из рассмотрения интервалы сильно глинистых

пород, характеризующихся положительной аномалией $\Delta U_{СП}$, повышенными показаниями ГМ, увеличением d_c.

Границы пластов устанавливают по правилам отбивки границ для конкретного метода ГИС.

3. Проводят определение удельных сопротивлений по зондам разной глубинности с целью оценки $p_{пп}$, $p_{зп}$ и $p_п$.

4. Определяют коэффициенты пористости.

Общая пористость $k_{п\cdot 0бщ.}$ устанавливается по данным нейтронных и гамма-гамма плотностного метода.

Межзерновая пористость $k_{п.мз}$. Здесь возможны несколько способов оценки.

1) Статистический способ. Определение $k_{п.мз}$ осуществляется по данным представительного керна, как среднестатическое значение. Способ применим, если межзерновая пористость блоков изменяется в узких пределах.

2) Определение $k_{п.мз}$ по удельному сопротивлению трещинно-кавернозной $p_{п.тк}$ (или трещинной) породы с непроницаемой матрицей, если вскрытие разреза проводилось на пресных буровых растворах ($p_ф > 10 \div 20 p_в$). Для этих условий удельное сопротивление будет мало отличаться от удельного сопротивления водонасыщенного блока.

3) Определение $k_{п.мз}$ по данным акустического метода в коллекторах кавернового типа или с преимущественно развитыми пустотами выщелачивания.

4) Определение $k_{п.мз}$ по зависимостям $k_{п.мз} = f(k_{п.общ})$, полученным для изучаемых отложений по данным представительного керна.

Вторичная (трещинно-кавернозная) пористость $k_{п\cdot вт}$. Рассчитывается по известным значениям $k_{п.общ.}$ и $k_{п.мз}$:

$$k_{П.ВТ} = \frac{k_{П.ОБЩ} - k_{П.МЗ}}{1 - k_{П.МЗ}}.$$

Раздельная оценка трещинной $k_{п\cdot т}$ и каверновой $k_{п.к}$ пористости осуществляется следующими способами.

Трещинная пористость. Может быть определена:

а) по удельному сопротивлению породы с учетом общей пористости по ИМ или ГТМ в скважинах, пробуренных на минерализованных растворах ($p_ф \approx \rho_в$)

$$k_{П.Т} = B\left(\frac{\rho_B}{\rho_{П.Т.}} - \frac{1}{P_{П.БЛ}}\right) = B\left(\frac{1}{P_{П.Т}} - \frac{1}{P_{П.БЛ}}\right)$$

где B - параметр, зависящий от ориентации трещин в коллекторе. Изменяется от 1 до 2. Для пород с хаотической трещиноватостью или при неизвестной ориентации трещин принимают 5 = 1,5; $p_{п.т}$, $P_{п.т}$, $P_{п.бл}$ - удельные сопротивления и параметры пористости трещиноватой породы и ненарушенного трещинами блока породы;

б) по данным бокового или микробокового методов. Для расчета $k_{п.т}$ в данном случае применяют выражение

$$k_{П.Т} = 1{,}5\rho_ф \frac{\rho_{бл} - \rho_{К.Г}}{\rho_{бл}\ \rho_{К.Г.}}$$

где $p_{К.Г}$ - среднее гармоническое сопротивление, снятое с диаграммы БК или МБК. Величина $p_{бл}$ определяется по среднему уровню удельных сопротивлений плотных прослоев;

в) по величинам $p_{зп}$, замеренным в результате повторных исследований методом двух растворов

$$k_{П.Т} = B\frac{\rho_{Ф1}\rho_{ф2}(\rho_{ЗП.Т2} - \rho_{ЗП.Т1})}{\rho_{ЗП.Т1}\rho_{ЗП.Т2}(\rho_{ф2} - \rho_{ф1})}$$

где $p_{ЗП.Т1}$, $p_{ЗП.Т2}$, $\rho_{ф1}$, $\rho_{ф2}$— сопротивления соответственно трещинной породы и фильтрата при первом и втором замерах.

Каверновая пористость $k_{п.к}$. По данным ГИС может быть определена только в коллекторах с преимущественным развитием каверновой составляющей. В крупнокавернозных породах величину $k_{п.к}$ можно установить по комплексу нейтронных методов или гамма-гамма метода и акустического. Величина $k_{п.к}$ рассчитывается по формуле $k_{п.к} = k_{п.общ} - k_{п.ам}$ Здесь значение пористости $k_{п.ам}$ принимается равным $k_{п.мз}$.

Однако следует учитывать, что в зависимости от расположения каверн, из размеров, соотношения с межзерновыми порами и трещинами влияние кавернозности на показания акустического метода будет различным.

5. Определение характера насыщенности пород. Возможны следующие способы:

1) Определение диагностического коэффициента (А. М. Нечай, 1975)

$k_д = (k_{п.общ} - k_{п.р})/ k_{п.р}$

В продуктивных коллекторах $k_{д.н} > k_{д.в}$.

2) По данным комплексной интерпретации методов сопротивлений большой глубинности и методов пористости (графический способ). Последний способ наиболее эффективен в сложных коллекторах с высокой межзерновой пористостью. В низкопористых тре-щинных и трещинно-кавернозных породах возможна неточная оценка характера насыщения из-за сложного влияния $k_{п.т}$ и $k_{п.к}$ на показания методов сопротивлений и акустического метода.

6. Определение насыщенности пластовой водой.

Коллекторы трещинно-кавернозные с нефтенасыщенными блоками. В породах данного типа проводимость вторичных пустот включена параллельно с проводимостью блоков. Для зоны проникновения фильтрата $p_{зп.тк}$ и неизменной части пласта $p_{п.тк}$ можно записать следующие равенства [5, 7]:

$$\frac{1}{p_{ЗП.Т}} = \frac{k_{П.ТК}k_П}{p_Ф} + \frac{1 - k_{П.ТК}k_П}{p_{НП}}$$

$$\frac{1}{p_{ЗП.Т}} = \frac{k_{П.ТК}k_П}{p_В}k_{D/NR} + \frac{1 - k_{П.ТК}k_П}{p_{НП}}$$

где $p_н$,- удельное сопротивление нефтенасыщенного блока;

$K_{В.ТК}$- насыщенность водой вторичных пустот.

Решая данные уравнения при известных величинах $K_{П.ТК}$, $K_П$, $p_в$ и $p_ф$, находят $K_{В.ТК}$ и $p_{нп}$.

Насыщенность пор блоков определяют по уравнению

$$\kappa_{В.МЗ} = \sqrt{\rho_{ВП} / \rho_{НП}} = \sqrt{\rho_В / \kappa^2_{П.МЗ}\, \rho_{НП}} \qquad (3.6)$$

Коллекторы с изолированными кавернами. В этом типе коллектора проводимость каверн включена последовательно с проводимостью пор скелета.

Для зоны проникновения и неизменной части пласта можно записать следующие равенства:

$$\rho_{ЗП.К} = \kappa_{П.К}\kappa_П\rho_Ф + (1 - \kappa_{П.К}\kappa_П)\rho_{НП}$$

$$\rho_{П.К} = \kappa_{П.К}\kappa_П\kappa_{В.К}\rho_Ф + (1 - \kappa_{П.К}\kappa_П)\rho_{НП}$$

Решая эти уравнения, находят $k_{в.к}$ и $p_{нп}$. Насыщенность межзерновых пор, как и в предыдущем случае, определяют по уравнению (3.6).

<u>Трещинные коллекторы.</u> Коллекторы данного типа, как правило, являются слабоглинистыми и низкопористыми ($k_{П.МЗ}$<5%).

Блоки насыщены минерализованной водой. Емкостью для нефти, газа служат трещины, имеющие небольшое раскрытие. Трещинная пористость составляет доли процента, в редких случаях превышая 1 %. Для этого случая предполагают $k_{НГ}$≈0,85—0,9.

7. Определение эффективной мощности. Эффективную мощность в коллекторах сложного типа устанавливают на основании комплексного анализа качественных и количественных признаков, получаемых по данным ГИС. Одним из основных критериев коллектора является наличие вторичной пористости, которое можно установить только в результате количественной интерпретации. Высокой эффективностью при решении данной задачи обладают временные исследования, особенно в тех случаях, когда роль фактора времени усиливают, сочетая его с другими дополнительными воздействиями на пласт: а) изменением гидростатического давления в скважине; б) изменением физических свойств глинистого раствора.

8. Определение фазовых проницаемостей. Основано на существовании прямой пропорциональной зависимости эффективной проницаемости вторичных пустот от относительной насыщенности их данным флюидом.

$$\kappa_{ПР.Н(ТК)} = \kappa_{ПР} \cdot \kappa_{Н.ТК}$$

$$\kappa_{ПР.В(ТК)} = \kappa_{ПР} \cdot \kappa_{В.ТК}$$

$$\kappa_{ПР.Г(ТК)} = \kappa_{ПР} \cdot \kappa_{Г.ТК}$$

Отношение фазовых проницаемостей для воды и нефти будет иметь вид:

$$\frac{\kappa_{ПР.В}}{\kappa_{ПР.Н}} = \frac{\kappa_{В.ТК}}{1-\kappa_{В.ТК}}.$$

9. Определение ожидаемого водонефтяного фактора

$$ВНФ = B_Н \frac{\kappa_{В.ТК}}{1-\kappa_{В.ТК}} \cdot \frac{\mu_Н}{\mu_В}$$

На основании вычисленного значения ВНФ делается вывод о том, заслуживает данная скважина опробования или нет.

10. Определение отдачи на га/м на скважину для коллекторов сложных типов является трудной задачей, поэтому ее здесь по данным ГИС не решают.

4. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ГИС И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ

Как уже отмечалось, в связи с разреженной сеткой морских поисково-разведочных скважин изучение околоскважинного пространства на акваториях возможно на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки. При этом данные промыслово-геофизических исследований выступают в качестве опорных. Ценным источником информации могут являться также результаты петрофизических исследований керна и шлама, данные испытания скважин, газового каротажа, априорная геологическая информация. Комплексирование данных ГИС и сейсморазведки проводят в соответствии с определенной технологической схемой, обеспечивающей возможность прогнозирования геологического разреза. Наиболее полно она разработана в ОАО «ЦГЭ».

Возможности прогнозирования геологического разреза по данным сейсморазведки

Прогнозирование геологического разреза основывается на анализе кинематических и динамических параметров регистрируемых упругих колебаний [1]. Указанные параметры определенным образом связаны с особенностями строения геологического разреза. Так, геометрия регистрируемых отражений несет в себе информацию о геометрии кровли отражающего горизонта. Анализ поведения вдоль профиля осей синфазности колебаний позволяет получать сведения о размерах развития осадочного бассейна, а при благоприятных условиях — судить об условиях осадконакопления. Совместный анализ совокупности отражений позволяет устанавливать закономерности условий и процессов осадконакопления, выявлять перерывы в осадконакоплении и особенности тектонического строения осадочного бассейна. Высокоинформативным параметром, получаемым по данным сейсморазведки, являются амплитуды регистрируемых отраженных волн. Их величина и распределение вдоль вертикальной оси позволяют получать информацию о контрастности

скоростной и плотностной характеристик геологического разреза, изменение которых может быть, в частности, связано с изменением пористости состава насыщающего пласта флюида, особенностями их литофизического строения. На основе анализа частоты отражений можно получать информацию о мощности пластов, характере насыщающего пласты флюида. Полезной оказывается также и информация о полярности отражений, поскольку она позволяет судить о порядке чередования пластов или интервалов геологического разреза, наличии интервалов коллекторов.

В настоящее время имеется ряд примеров удачного использования декремента поглощения сейсмического волнового поля в процессе распространения упругих колебаний в среде геологического разреза. Эта характеристика является зависимой от состава насыщающего флюида, стратиграфии отложений и их литологии. Следует отметить, что параметр поглощения наиболее чувствителен к наличию в геологических разрезах так называемых ореолов рассеяния, располагающихся над залежью углеводородов. Наиболее сильные эффекты наблюдаются именно в зоне ореолов рассеяния углеводородов над газовыми залежами.

Как отмечалось, наряду с динамическими характеристиками сейсмического волнового поля, высокоинформативными являются и сведения о пластовых скоростях. Сведения о пластовых скоростях позволяют определять литологию отложений, их возраст. В ряде случаев данные о пластовых скоростях позволяют прогнозировать пластовое давление и пористость отложений.

Одной из главных трудностей геологической интерпретации сейсмических записей и параметров, получаемых в результате их обработки, является многофакторная зависимость записей от особенностей геологического разреза. Так, для прогнозирования газонасыщенности на основе анализа амплитуд сейсмических записей необходимо располагать сведениями о литологии изучаемого интервала. В свою очередь, прогнозирование литологии по данным о скорости распространения упругих колебаний возможно, если известен геологический возраст отложений. Для определения возраста пород необходима надежная привязка коэффициентов отражений к определенным стратиграфическим разностям отложений. Решение указанного вопроса возможно на основе привлечения дополнительных сведений о геологическом разрезе по данным исследования скважин в процессе бурения, результатам промыслово-геофизических исследований, анализам керна и шлама.

Задача прогнозирования геологического разреза может быть также решена на основе обращения сейсмических трасс в разрез псевдоакустического каротажа (ПАК). В основе указанного преобразования лежит использование специальной обработки сейсмических трасс с сохранением истинных амплитуд и деконволюции. После выполнения этих процедур полученная запись подобна распределению коэффициентов отражений, определяющихся контрастом

акустических жесткостей смежных пластов. Располагая этой информацией, возможно восстановление детальной плотностной или скоростной характеристики среды.

Кривые псевдоакустического каротажа могут быть получены только по данным сейсморазведки. Однако более достоверные данные получают на основе моделирования скоростной характеристики среды по данным ГИС. Промыслово-геофизическая информация используется для коррекции амплитуд сейсмотрассы и ее приведения к размерности коэффициентов отражений, выбора полярности и оценки качества выполненного преобразования.

Еще одним возможным путем решения проблемы прогнозирования геологического разреза является геосейсмическое моделирование, конечной целью которого является построение синтетических сейсмограмм и синтетических временных разрезов. Для этого по данным ГИС строят одномерную модель разреза, представляющую собой зависимость акустической жесткости и скорости распространения упругих колебаний от глубины. Полученную тонкослоистую модель преобразовывают с учетом данных скважинной сейсморазведки в эффективную модель. Эффективной считают модель разреза с меньшим числом пластов, по сравнению с тонкослоистой моделью, но в которой возбуждаемое поле упругих колебаний по своим кинематическим и динамическим характеристикам идентично полю исходной тонкослоистой модели.

Синтетическая сейсмограмма, рассчитанная по данным ГИС, сравнивается с полевой трассой. Выявленные конформные участки трасс отождествляют с петрофизическими и геофизическими особенностями, полученными по данным ГИС и комплексных петрофизических исследований керна и шлама.

Принципы комплексирования данных ГИС и сейсморазведки

На первом этапе по результатам промыслово-геофизических исследований строят одномерные модели разреза по максимально возможному комплексу петрофизических параметров, позволяющему проанализировать природу регистрируемой сейсмоприемниками волновой картины.

Затем полученные одномерные модели сопоставляют с временным разрезом, что позволяет прослеживать особенности изменения петрофизических характеристик геологического разреза в околоскважинном пространстве. На этом этапе чрезвычайно ответственной процедурой является привязка данных петрофизических исследований керна, шлама и результатов интерпретации геофизических диаграмм к определенным участкам сейсмических данных. Эта задача может быть решена как путем геосейсмического моделирования, так непосредственной совместной визуализацией данных сейсморазведки и ГИС. Визуализация

не заменяет полностью геосейсмическое моделирование, но она проста, легко осуществима и требует незначительных временных затрат на проведение.

Учитывая, что данные ГИС регистрируются в масштабе глубин, а данные сейсморазведки - в масштабе двойного времени, для совместной визуализации двух указанных видов информации требуется знание вертикального годографа-функции, устанавливающей взаимосвязь двойного времени и глубины. Совместное представление скважинных и сейсмических (поверхностных) данных во временном или глубинном масштабе в каждом конкретном случае определяется целесообразностью в рамках решаемой задачи.

Схема комплексирования данных ГИС и сейсморазведки

На рис. 4.1 представлена схема обработки и комплексирования данных геологической, промыслово-геофизической и сейсмической информации для решения задач совместной визуализации данных ГИС и сейсморазведки [6, 8]. Обработка по указанной схеме реализуется комплексом программ в системе АСОИГИС. Выбор системы обработки связан с тем, что сервисные возможности и наличие базы данных для хранения и извлечения информации дают возможность гибко пользоваться данными, составлять различные графы обработки, упрощают работу пользователя. Схема включает пять основных блоков.

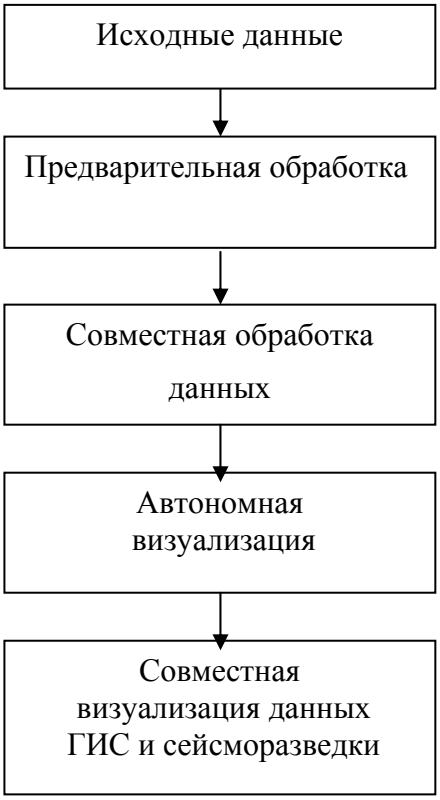

Рис. 4.1 **Блок-схема комплексирования данных ГИС и сейсморазведки**

1. Исходные данные.

В состав исходных данных входят: априорная геологическая информация, диаграммы ГИС, нормальные зависимости скорости от глубины, вертикальный годограф по данным скважинкой сейсморазведки, сейсмическая информация на магнитных лентах. В зависимости от решаемой задачи и наличия фактического материала набор исходных данных может быть меньшим. Например, при наличии качественных диаграмм АК по всему разрезу отпадает необходимость пользоваться нормальными зависимостями.

Априорная геологическая информация — это информация, которую используют при интерпретации данных ГИС. К ней относятся сведения о стратиграфии, литологии отложений, данные о фациальной принадлежности отдельных стратиграфических комплексов.

Что касается диаграмм ГИС, то базовыми здесь являются диаграммы электрометрии, радиометрии и акустического метода. С другой стороны, если требуется восстановление скоростной модели по другим данным (в случае отсутствия данных АК и ВСП), то выбор исходных диаграмм ГИС определяется соответствующим графом обработки на этапе «Предварительная обработка».

По результатам скважинной сейсморазведки рассчитывают вертикальный годограф.

Сейсмическая информация хранится на магнитных лентах и представляет собой результаты обработки данных сейсморазведки, записанных в виде сейсмических трасс формата СЦС-3.

Такой информацией могут быть сейсмические разрезы, разрезы динамических параметров, разрезы ПАК и др.

2. Предварительная обработка. Сюда входят автоматическая или ручная обработка данных ГИС, их оцифровка, редактирование, получение характеристик пластов (глубина, литология, фация, стратиграфия, скорость продольных волн), получение кривых ГИС, равноквантованных по глубине, нормальные зависимости, вертикальный годограф.

В результате работы этого блока в базе данных АСОИГИС формируются основные виды информации, которая является входной для программ совместной обработки и визуализации. Предварительная обработка реализуется в основном средствами АСОИГИС.

Обработка нормальных зависимостей и вертикального годографа сводится к их записи в базу данных. Пластовые характеристики, такие как скорость продольных волн, глубина, литология, стратиграфия и фациальная принадлежность, необходимы для построения скоростной модели среды, которая используется на следующем этапе обработки. Выбор графа и метода интерпретации исходной промыслово-геофизической информации определяет требования к полноте исходных данных ГИС.

Оцифровка и редактирование диаграмм ГИС реализуют стандартными техническими средствами. Отредактированные кривые хранят в базе

данных и используют как при совместной визуализации, так и при автоматической обработке с целью получения пластовых характеристик.

3. Совместная обработка данных ГИС и сейсмокаротажа.

На этом этапе для каждой исследуемой скважины рассчитывают и корректируют вертикальный годограф как при наличии данных СК, так и в случае его отсутствия. На выходе этого этапа обработки — зависимость $T = f(H)$, которая является входной информацией для программ визуализации данных ГИС во временном масштабе. В то же время полученная в процессе обработки скорректированная по данным СК скоростная модель, представленная в аналоговом и цифровом виде, представляет самостоятельный интерес.

На этом этапе работают с помощью программ *CORVET-S2* при расчете скоростной модели и коррекции моделей по СК, с помощью программы *SINTIMA* — при расчете прогнозного вертикального годографа и при коррекции и интерполяции годографа — с помощью программы *CADAVR*. Отметим, что при расчете прогнозного вертикального годографа речь идет о расчете синтетического СК в скважинах, где он не был проведен. Программа расчета синтетического сейсмокаротажа использует результаты работы программы коррекции скоростной модели. С другой стороны, по данным прогнозного годографа можно корректировать скорости исходной модели.

Коррекция и интерполяция вертикального годографа связана с приведением глубин сейсмокаротажа к глубинам диаграмм ГИС, с приведением времен годографа к уровню приведения сейсмического разреза и представлением выходного результата, как указано выше, в форме равноквантованной по глубине зависимости $T = f(H)$.

4. Автономная визуализация.

В этот блок входят программы *LITSEC* — изображение литологической колонки во временном масштабе и *ТШСА* — представление кривых ГИС во временном масштабе. Это наиболее оперативный вариант комплексирования сейсмической и промыслово-геофизической информации. В этом варианте автономные результаты совмещаются с временными разрезами и разрезами ПАК вручную в процессе стратиграфической привязки отражающих горизонтов. По результатам автономной выдачи могут быть скорректированы параметры этапа совместной обработки данных ГИС и СК, а также проведена их переобработка.

5. Совместная визуализация данных ГИС и сейсморазведки.

На данном этапе работают программы представления кривых ГИС во временном равноквантованном масштабе - *CURTIS,* записи кривых в формате сейсмических трасс - *RETRA,* расчета полосового фильтра - *POLOZ,* фильтрации кривых - *FILCA,* изображения информации, представленной в формате сейсмических трасс, оформление макета рисунка - *VZOR,* изображения условных обозначений литологии - *LEGENDA,* объединения изображений на одном планшете - *COMPLOT.*

Следует отметить, что функционально выход из программы *RETRA* через программу *VZOR,* а затем - TIMCA, *LITSEC* и *LEGENDA* подается на вход программы COMPLOT.

На этом этапе осуществляется автоматизированная совместная визуализация геологической, промыслово-геофизической и сейсмической информации на одном планшете. Одной из технических сложностей этой процедуры является то, что на ограниченном пространстве необходимо представить наиболее информативные параметры, полученные по данным ГИС. Однако в случае отведения под данные ГИС слишком большого пространства происходит нарушение обычного представления сейсмического разреза, что затрудняет прослеживание осей синфазности.

На рис. 4.2 приведен пример совместной визуализации в масштабе глубин значений декремента поглощения упругих колебаний по данным сейсморазведки и результатов обработки данных ГИС и газового каротажа по одной из морских скважин. Совместная визуализация значений декремента поглощения и данных газового каротажа позволяет повысить достоверность прогноза по данным сейсморазведки.

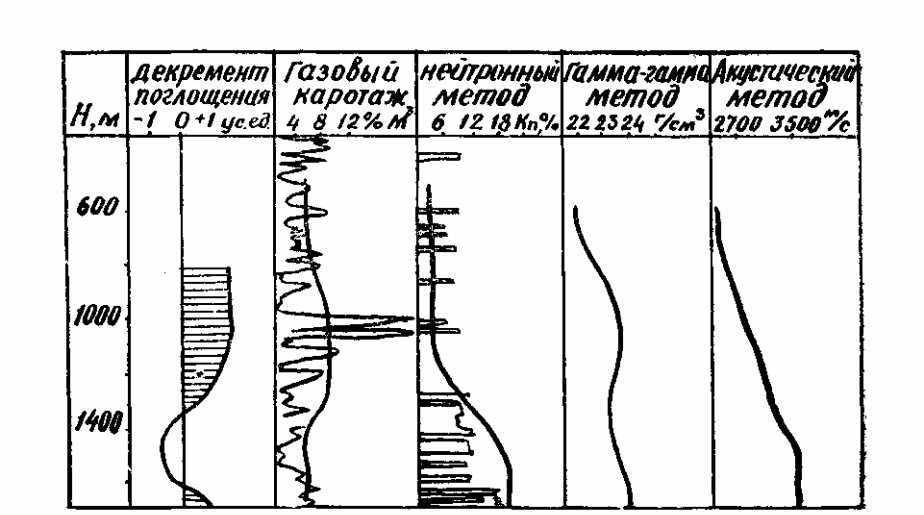

Рис. 4.2**. Совместная визуализация данных ГИС и сейсморазведки (декремента поглощения упругих колебаний)**

Построение кривых псевдоакустического каротажа

В последнее время для изучения геологических разрезов широкое распространение получили обрабатывающие программы типа «Сейслог», «Велог», «СЦС-3-ПГР», образующиеся на совместной обработке данных геофизических исследований скважин и сейсморазведки, конечным этапом которых является инверсия исходной сейсмической трассы в кривую псевдоакустического каротажа (ПАК). Интерпретация указанной кривой позволяет получить сведения об особенностях строения изучаемого разреза.

Метод псевдоакустического каротажа (ПАК), разработанный в ЦГЭ Миннефтепрома под руководством Г. Н. Гогоненкова [8], заключается в восстановлении детальной скоростной характеристики среды по сейсмическим данным. Коротко остановимся на основных положениях метода. Задача восстановления детальной скоростной характеристики среды сводится к определению ее эффективной модели. Основой для восстановления скоростей из соотношения:

$$k_i = \frac{\rho_{i+r}V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{z_{i+1} - z_i}{z_{i+1} + z_i}$$

где z_i — акустическая жесткость в «i-й» слое;

P_I, V_i — соответственно плотность и скорость в «i-м» слое;

k_i — коэффициент отражения на «i-й» границе

является импульсная сейсмограмма, имеющая спектр, отличный от нуля во всем диапазоне частот.

Однако на практике в распоряжении геофизиков имеется не такая импульсная сейсмограмма, а сейсмическая трасса, прошедшая специальные виды обработки и в силу этого приблизившаяся к импульсной сейсмограмме, но в определенных пределах. Поясним это с использованием аналитических выражений. Представим сейсмическую трассу *P(t)* в виде свертки импульсной сейсмограммы *K(t)* и сигнала *S(t)* после деконволюции

$$\boldsymbol{P(t) = K(t) * S(t)} \qquad (4.2)$$

Вся энергия сигнала *S(t)* сосредоточена в некотором диапазоне частот f_1—f_2. Поэтому энергия трассы сосредоточена в том же диапазоне. Если представить импульсную сейсмограмму *K(t)* в виде Фурье - преобразования от ее спектра:

$$\mathbf{K(t)} = \int_0^\infty K(f)e^{i2\pi ft}df \qquad (4.3)$$

то интеграл в правой части можно представить в виде трех слагаемых:

$$\int_0^\infty K(f)e^{j2\pi ft}dF = \int_0^{t_1} K(f)e^{j2\pi ft}dt + \int_{t_1}^{t_2} K(f)e^{j2\pi ft}dt + \int_{t_2}^{\infty} K(f)e^{j2\pi ft}dt \qquad (4.4)$$

т. е. $$\boldsymbol{K(t) = K_н(t) + K_c(t) + K_в(e)} \qquad (4.4)$$

Таким образом, импульсная сейсмограмма оказывается представленной как бы тремя составляющими: низкочастотной – $K_н(t)$ среднечастотной - $K_c(t)$ и высокочастотной – $K_в(t)$. Причем сейсмическая трасса после деконволюции соответствует среднечастотной части импульсной сейсмограммы $K_c(t)$. Высокочастотная часть импульсной сейсмограммы $K_в(t)$ не может быть восстановлена методами цифровой обработки, так как эта часть колебаний не была записана регистрирующей аппаратурой. Способ восстановления низкочастотной составляющей $K_н(t)$ описан ниже.

Поскольку часть информации об импульсной характеристике среды потеряна - $K_в(t)$, сведения о скоростях среды также окажутся неполными. В связи с этим скоростную кривую, для которой

$$\mathbf{K_{эф}(t) = K_н(t) + K_с(t)} \qquad (4.5)$$

будем называть эффективной.

Таким образом, импульсная характеристика эффективной модели представляет сумму деконволированной сейсмической трассы и некоторой трассы $K_H(t)$, которая содержит в своем составе низкие частоты, отсутствующие в сейсмической трассе. Для ее определения привлекаются данные сейсмического и акустического каротажа, проведенного в скважине, расположенной на обрабатываемом профиле или вблизи него. Низкочастотная составляющая $K_н(t)$ получается в результате обработки низкочастотной (толстослоистой) модели, построенной по данным сейсмического каротажа или путем аппроксимации кривой акустического каротажа. По толстослоистой модели рассчитывается синтетическая сейсмограмма $P(t)$ с сигналом $\check{S}(t)$, имеющим полосу пропускания $0—f_1$. Эта синтетическая сейсмограмма является низкочастотной составляющей, которая входит в выражение (4.2):

$$\boldsymbol{P(t) = \check{S}(t) \ * \ K_H(t)} \qquad (4.6)$$

Выражение (4.5) после этого примет вид:

$$\boldsymbol{K_{эф}(t) = P(t) + K_C(t)} \qquad (4.7)$$

На практике мы имеем дело не со среднечастотной составляющей импульсной сейсмограммы $K_c(t)$, а с деконволированной трассой $P(t)$, от которой она отличается абсолютными значениями амплитуд при одинаковом частотном составе спектров. Для определения масштабного множителя C используется, кроме сейсмической трассы, также акустический каротаж. Масштабный множитель находится из условия:

$$\boldsymbol{C} = \frac{D_K}{D_C}$$

где D_K — дисперсия амплитуды синтетической сейсмограммы, построенной по данным АК; D_c — дисперсия амплитуды трассы $P(t)$.

Тогда формула (4.5) примет окончательный вид:

$$\boldsymbol{K_{эф}(t) = P(t) + C \cdot P(t).} \qquad (4.9)$$

Таким образом, получается суммарная трасса, амплитуды которой соответствуют коэффициентам отражения и в которой содержится информация о среде в диапазоне частот от 0 до f_2.

Распределение скоростей в эффективной модели легко получить обращением формулы

$$V_j = V_{j-1}\frac{1+K_j}{1-K_j} = V_0\prod_{i=1}^{j}\left(\frac{1+K_i}{1-K_i}\right) \qquad (4.10)$$

В эту формулу входит скорость в первом слое $V_0(t)$. Она определяется из условия равенства средней скорости в восстановленной кривой и исходной пластовой модели.

Следует отметить, что для получения информации о среднеслоистой пластовой модели (число слоев приблизительно 50 - 70 для секундного интервала) необходимо провести среднечастотную аппроксимацию данных АК, от 4 м до 100 м по мощности.

$$V_0 = \frac{\sum_{n=1}^{N} V_n \cdot \Delta\tau_n}{\Delta t \sum_{j=1}^{\tau} \prod_{i=1}^{j} \left(\frac{1+K_i}{1-K_i} \right)} \qquad (4.11)$$

где Δt - шаг дискретизации;

$\Delta\tau_n$ - время пробега упругой волны в «i»-ом слое;

N - число пластов в толстослоистой модели;

V_n - скорости среднеслоистой пластовой модели;

τ - длина интервала сейсмограммы, соответствующая принятой пластовой модели.

Вычислительная блок-схема преобразования ПАК изображена на рис. 4.3. Входными данными являются данные акустического каротажа (или среднечастотная пластовая модель), сейсмические трассы временного разреза ОГТ и пластовая низкочастотная модель, построенная с учетом сейсмогеологического моделирования. В преобразовании трассы временного разреза ОГТ в кривую ПАК принимают участие две программы: *ANTRAS* и *PGVEL*.

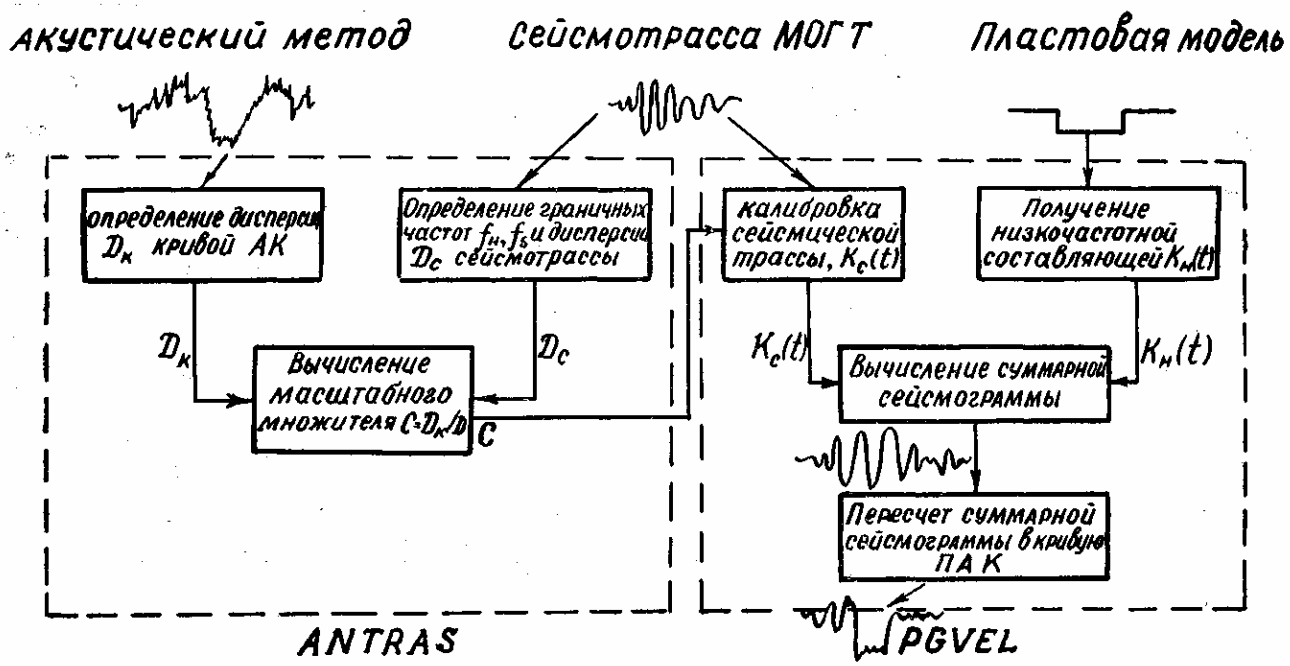

Рис. 4.3. **Блок-схема программы вычисления кривой псевдоакустического каротажа (ПАК)**

Сначала по данным АК и трассе разреза ОГТ, ближайшей к скважине, в которой проводился АК (левая ветвь рис. 4.3), при помощи программы *ANTRAS* определяются граничные частоты сейсмической трассы $f_н$ и $f_в$, длина оператора фильтра l и масштабный множитель C. После этого по программе *PGVEL* (правая ветвь рис. 4.3) происходит собственно

преобразование трассы ОГТ с учетом низкочастотной пластовой модели в кривую ПАК.

Остановимся на требованиях, предъявляемых к сейсмическим разрезам, предназначенным к преобразованию в кривые ПАК.

Для восстановления и интерпретации по методике ПАК могут быть рекомендованы сейсмические разрезы, полученные в достаточно простых сейсмо-геологических условиях:

- отсутствуют криволинейные границы,
- верхняя часть разреза достаточно однородна,
- уровень кратных волн низкий.

Сейсмический временной разрез должен иметь низкий уровень шума (соотношение сигнал/помеха 5-25 и выше). Сейсмический профиль обязательно должен пересекать хотя бы одну опорную скважину, в которой проведены качественные акустический и сейсмический каротажи. Временной разрез ОГТ должен быть получен путем тщательного применения всех основных процедур обработки по методу ОГТ с восстановлением истинных амплитуд, многоэтапной коррекцией статики и кинематики, в том числе по горизонтальным спектрам скоростей, предварительной широкополосной корректирующей фильтрацией, накапливанием по ОГТ.

К мешающим обработке по методу ПАК факторам следует отнести:

1) неполное подавление многократных волн,
2) случайные помехи на сейсмической записи,
3) неправильный выбор полярности сейсмической записи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авербух А. Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. — М.: Недра, 1982, 232 с.

2. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. — М.: Недра, 1984, 200 с.

3. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. — М.: Недра, 1978, 318 с.

4. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа (Б. Ю. Вендельштейн, Г. М. Золоева, Н. В. Царева и др.— М.: Недра, 1985, 248 с.

5. G.Asquith, C.Gibson Basic Well Log Analysis For Geologists. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, 1997, 217 p.

6. Козлов А. А. Методы комплексирования данных промысловой геофизики и сейсморазведки при решении задач прогнозирования геологического разреза. Автореферат канд. дисс. — М.: 1985, 22 с.

7. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. геолого-технологические исследования в процессе бурения. М., Нефть и газ, 1997, 683 с.

8. Программно-методический комплекс для прогнозирования геологического разреза. — М.: ЦГЭ Миннефтепрома, 1981.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Предисловие 3

1. Особенности геофизических исследований морских скважин 4
2. Аппаратурное и методическое обеспечение процесса интерпретации методов ГИС 16
3. Алгоритмы комплексной количественной интерпретации данных ГИС 34
4. Комплексирование данных ГИС и сейсморазведки при изучении геологических разрезов 54

Литература 65

В. В. СТРЕЛЬЧЕНКО

Геофизические исследования морских скважин