

РЕГИОНАЛЬНАЯ, РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Обзорная информация

Москва

1983

Издается с 1964 г.

УДК [550.832.5+550.832.7]:559.981.
.23'.982.23.048:661.3

Я.Н.Басин, В.А.Новгородов,
М.Г.Злотников, А.Я.Фельдман,
А.А.Чередниченко
(ВНИИГГТ)

МЕТОДЫ РАДИОАКТИВНОГО И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРТАЖА
ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ В ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ
ПОЛИМИКТОВЫХ РАЗРЕЗАХ

В в е д е н и е

В настоящее время при подсчете запасов нефти и газа все более широко используются методы геофизических исследований скважин (ГИС). В случае чистых или слабоглинистых песчаников методы ГИС уверенно применяются для получения основных подсчетных параметров коллекторов - эффективной мощности $H_{эф}$, коэффициентов открытой пористости K_D и нефтегазонасыщенности $K_{нг}$.

Задача определения подсчетных параметров по данным ГИС усложняется при исследовании глинистых песчаников, в особенности полимиктовых. Полимиктовые песчаники широко представлены в меловых и прских отложениях Западной Сибири. Для нижнемеловых отложений характерны следующие особенности:

1) полимиктовый состав песчано-алеуритовых пород (кварц, полевые шпаты и обломки пород), изменение части зерен полевых шпатов

процессами пелитизации, значительное содержание глинистого материала, низкая минерализация пластовых вод;

2) недонасыщенные зоны большой мощности в приконтактных частях нефтяных залежей;

3) газовые шапки в купольных частях нефтяных залежей;

4) трехкомпонентное (газ, нефть, вода) насыщение коллекторов в газовых шапках, требующее раздельного определения содержания каждого компонента.

Все эти факторы осложняют количественную интерпретацию отдельных методов ГИС и комплексную интерпретацию для определения подсчетных параметров. Проблеме изучения глинистых песчаников посвящено большое число работ [2, 4, 13, 14, 15]. Предложены различные способы построения систем геологической интерпретации. В одних системах используются модели песчано-глинистых пород с определенной геометрией компонент; другие системы основаны на связях керн-геофизика для отдельных регионов и месторождений. Каждая методика определения подсчетных параметров имеет свои достоинства и ограничения, свои погрешности, систематические и случайные. Основным источником систематических погрешностей в определении подсчетных параметров является собственно методология комплексной интерпретации ГИС.

I. Анализ основных методологических подходов к геологической интерпретации ГИС

В практике подсчета запасов используется два основных методологических подхода к геологической интерпретации ГИС: детерминистский и статистический.

Под детерминистским подходом понимается использование системы априорных уравнений, связывающих геофизические и геологические параметры с компонентным составом породы. Эти уравнения могут быть выделены следующими способами:

путем решения прямой задачи, в которой заданы содержания и свойства компонент пласта на основе так называемой частной петрофизической модели, а определяется геофизический параметр. Например, уравнение, связывающее электронную плотность пород δ_r с содержанием компонент породы и их парциальными плотностями δ_i .

Наиболее исследованы модели электропроводности песчано-глинистых пород с различным включением глинистого материала в электрическую цепь (В.Н. Дахнов, 1975; Р. Дебранд, 1972). В случае сложной породы глинистые и песчаные прослои образуют электрически параллельную цепь и определяются формулами А. Пупона, М. Лоу и М. Тикосе, Хоссена и др.;

по экспериментальным зависимостям, связывающим геофизический параметр с компонентами пласта и их парциальными физическими свойствами, например, показаний нейтронного каротажа с водонасыщенной пористостью известняков;

по эмпирическим зависимостям, являющимся по существу обобщением корреляционных зависимостей с устойчивым для различных разрезов видом функции связи и переменными коэффициентами этой связи индивидуальными для конкретного разреза, например, формула Хамбла, Дахнова-Арчи и др.

Статистический подход предусматривает прямое сопоставление параметров, определенных по керну и испытаниям, с геофизическим параметром, измеренным в пласте, индивидуальным, например удельной электропроводностью (УЭП), или комплексным, например коэффициентом увеличения сопротивления P_H . Можно выделить два основных приема, использующих статистический подход:

корреляционный, состоящий в установлении корреляционных связей керн-геофизика парных или многомерных. Теснота этих связей характеризуется парным или многомерным коэффициентом корреляции после предварительной линеаризации этих связей выбором соответствующих функционалов геофизических и геологических параметров, например

$$\lg P_H \longrightarrow \lg K_B;$$

классификационный, состоящий в разделении каротажных пластов на классы по статистическим критериям — граничным значениям геофизических параметров — или в выделении компактных групп (таксонов) в многомерном (в частности двумерном) пространстве геофизических параметров и их идентификации по результатам исследования керна и испытаний (например, нефтегазонасыщенные и водонасыщенные пласты или приточные и бесприточные пласты по ланнам испытаний).

Рассмотрим преимущества и недостатки детерминистского и статистического подходов к комплексной геологической интерпретации с целью определения подсчетных параметров.

Основными преимуществами детерминистского подхода являются: определение подсчетных параметров по ГИС независимо от их определения по данным керн и испытаний, что позволяет обеспечить взаимный контроль полученных разными способами величин подсчетных параметров и, таким образом, дать объективную оценку точности и достоверности их определения;

сокращение объемов отбора керн и испытаний, выполняющих только функции контроля и получения исходных петрофизических зависимостей;

создание универсальных методик и на их основе программ геологической интерпретации на ЭВМ;

предварительный анализ требуемой точности входных геофизических параметров для обеспечения необходимой точности определены выходных подсчетных параметров.

Детерминистский подход позволяет определять подсчетные параметры без статистического анализа исходных данных и поисков индивидуальных связей керн-геофизический параметр, пользуясь только данными петрофизических исследований на кернах. Однако на практике применением этого подхода удается с удовлетворительной точностью определять подсчетные параметры для относительно простых нефтегазоносных объектов; для сложных объектов, таких как карбонатные коллекторы, обычно наблюдаются существенные систематические погрешности в их определении. Методики комплексной геологической интерпретации, основанные на детерминистском подходе, приемлемы в общем случае для обоснования оперативных запасов преимущественно на стадии поисков и оценки месторождения, не требующих высокой точности подсчета. Основные причины такого положения можно связать со следующими факторами:

комплекс ГИС, используемый при массовых исследованиях поисково-разведочных скважин не дает достаточного числа надежно определяемых геофизических параметров. Число возможных уравнений (частных петрофизических моделей), которые можно составить по данным всех методов, входящих в стандартный комплекс, меньше числа возможных неизвестных - компонент, составляющих породы-коллекторы;

включение каждого нового метода в комплекс ГИС увеличивает число уравнений, но одновременно вводит в их систему новые неизвестные - парциальные значения измеряемого геофизического параметра для всех компонент породы, определение которых на кернах оказывается весьма затруднительным, а часто невозможным. Напри-

мер, неизвестно как учитывать параметры глинистого материала на данные акустического и диэлектрического каротажа или свойства скелета породы на данные ИНК, если в нем присутствуют боросодержащие акцессорные минералы и др.;

геофизические методы, основанные на изучении физических свойств пласта в статике, не позволяют определять его фильтрационные свойства, поскольку эти свойства являются динамической характеристикой пласта. Исключения составляют гидродинамический каротаж (ГДК) и ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), поскольку индекс свободного флюида можно рассматривать в качестве фильтрационного параметра пласта, и новые методы каротажа, использующие воздействие на пласт с вызовом движения флюида (каротаж с акустическим воздействием, система каротаж - гидродинамическое воздействие - каротаж и др.). Однако эти методы не применяются при массовых исследованиях или находятся в стадии разработки.

Основой большинства статистических приемов интерпретации является сопоставление керн-геофизика. В сравнительно простых разрезах, представленных преимущественно гранулярным типом коллектора, его емкостные и фильтрационные свойства контролируются часто одним преобладающим фактором: пористостью, глинистостью, объемной водонасыщенностью. В таких разрезах корреляционные зависимости оказываются настолько тесными, что обеспечивают определение подсчетных параметров с необходимой точностью с помощью простых парных связей, а в более сложных случаях с помощью трех и четырехмерных связей. Особенно часто корреляционные связи используются для количественной оценки фильтрационных свойств: проницаемости, удельного коэффициента продуктивности, когда эти параметры контролируются изменением содержания одной из объемных компонент пласта.

С помощью корреляционных связей керн-геофизика осуществляется перенос результатов определения подсчетных параметров по данным керн, выполненных в скважинах с его высоким выходом, на скважины, в которых керн не отобран.

Недостатком методики геологической интерпретации, основанной на использовании частных корреляционных связей керн-геофизика, является случайность этих связей. Если данные керн не представительны (не полностью выносятся из разреза рыхлые породы-коллекторы), то связи керн-геофизика могут быть искажены, а их использование будет приводить к систематическим погрешностям в

определении подсчетных параметров, как правило, в сторону систематического занижения запасов УВ. Другим источником систематических погрешностей при использовании корреляционных связей является ошибочная аппроксимация криволинейной зависимости линейной. Такая ошибка трудно выявляется без априорных данных о наиболее вероятной форме зависимости керн-геофизика. Таким образом, применение частных корреляционных связей типа керн-геофизика в каждом конкретном случае требует специального анализа, который должен установить их достоверность. С другой стороны, установление достаточно универсальных корреляционных зависимостей, устойчивых в пределах однотипных коллекторов, практически можно рассматривать как получение эмпирических зависимостей и использовать их в системах уравнений в рамках детерминистского подхода. Доказательство применимости для изученного месторождения корреляционной зависимости керн-геофизика, установленной на ранее изученном месторождении, является одним из признаков идентичности их продуктивных разрезов.

Классификационные способы являются основными при выделении эффективных мощностей по геофизическим критериям коллектор-неколлектор с использованием граничных значений геофизических параметров. С этой целью используются индивидуальные для отдельных методов или комплексные (например, пористость K_p по данным ГИС, определенная методами АК, МНК, ГТК), геофизические параметры. Идея, заложенная в классификационном способе определения подсчетных параметров, состоит в следующем. Породы-коллекторы могут быть подразделены на классы, в пределах которых их объемная нефтегазонасыщенность $W_{нг}$ или пористость, а также фильтрационные параметры (коэффициент проницаемости $K_{пр}$, удельная продуктивность $\Pi_{пр}$) меняются в узких пределах и могут быть охарактеризованы средними значениями этих параметров для каждого каротажного пласта с допустимой и контролируемой величиной дисперсии $\sigma^2(W_{нг})$. При достаточном числе пластопересечений и известном законе распределения подсчетного параметра в пределах класса случайная погрешность среднего значения этого параметра по залежи может быть снижена таким образом до допустимых пределов. Задача каротажа при этом сводится к идентификации класса изучаемого каротажного пласта по геофизическим признакам, а средние значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) каждого класса определяются по опорным данным, полученным в ограниченном числе скважин. Критерием эффективности комплекса ГИС служат величины ошибок классификации. При этом выбор

граничных значений геофизических параметров, разграничивающих классы коллекторов, должен обеспечить равенство вероятностей ошибок первого и второго рода при идентификации класса коллектора. Такой выбор осуществляется также по опорным данным - результатам определения подсчетных параметров по данным анализа керна, испытаний и специальных геофизических исследований. При этом должны быть обеспечены представительность и контроль опорных данных. Невыполнение этих требований является источником серьезных систематических ошибок в подсчете запасов.

Преимущество классификационного способа определения подсчетных параметров состоит в том, что с его помощью эта задача может быть решена в наиболее сложных случаях.

Классификационные и корреляционные способы геологической интерпретации ГИС тесно связаны между собой. Так, число классов коллекторов, которые можно объективно выделить по данным сопоставления геофизических параметров и величин подсчетных параметров, определенных негеофизическим методом, устанавливается по корреляционной зависимости между ними. В простых случаях, когда тесноту этих связей можно охарактеризовать коэффициентом корреляции Γ_K , число возможных классов коллекторов, выделяемых по этим зависимостям, можно отождествить с числом градаций g и определить это число, пользуясь связью между значениями g и Γ_K , выражаемой формулой:

$$g = \sqrt{\frac{1}{1 - \Gamma_K^2}} \quad (I)$$

Расчет по формуле (I) показывает, что минимальный коэффициент корреляции, позволяющий с вероятностью 0,67 отнести данный единичный пласт к одному из двух классов коллекторов, равен $\Gamma_K = 0,87$.

Однако преимущество классификационного способа геологической интерпретации в сравнении с корреляционным проявляется в случаях немонотонных и особенно скачкообразных видов зависимостей данных ГИС от подсчетных и фильтрационных параметров.

Применение классификационного способа позволяет решать задачу определения подсчетных параметров при слабых корреляционных зависимостях по наличию надежной статистической связи. Эта связь выражается в соответствии вероятной (модальной) группы на кривой распределения геологического параметра модальной группе геофизического параметра. Минимумы на распределениях геофизических пара-

1980

метров в этом случае служат критическими значениями их для классификации коллекторов в разрезе по данным ГИС, а максимумы на распределениях подсчетных параметров характеризуют средние значения, приписываемые установленному по ГИС классу для данного каротажного пласта.

Принципиальным недостатком классификационного способа геологической интерпретации ГИС для определения подсчетных параметров является то, что в случае отсутствия в этой выборке какого-либо класса коллектора, он не будет идентифицирован по данным ГИС. В такой ситуации предпочтительнее корреляционный способ. Например, в керне отсутствует класс коллекторов с максимальными значениями пористости, но есть геофизические параметры, линейно связанные со значениями пористости. Корреляционный способ допускает в этом случае экстраполяцию зависимости керн-геофизика на область значений K_p , отсутствующих в выборке данных керна. Пользуясь корреляционной зависимостью керн-геофизика, можно определить по ГИС пористость и в коллекторах, из которых керн не был вынесен в пределах изучаемого объекта. Классификационный способ, если следовать ему строго и использовать в качестве опорной информации только данные керна, припишет этим коллекторам меньшие значения K_p ближайшего к ним класса, охарактеризованного керном.

Другим недостатком классификационного способа является повышенное требование к объему и представительности опорной информации по каждому выделенному классу коллектора. Ошибка среднего значения подсчетного параметра $\bar{\Delta}_K$ для K -го класса коллектора, из-за не представительности опорных данных (например, пористости или коэффициента нефтенасыщенности по керну) приобретает систематический характер. Ее вклад в ошибку среднего значения данного параметра $\bar{\Delta}_p = C_K \bar{\Delta}_K$ определяется долевым участием (C_K) K -го класса коллектора в объеме залежи. Причинами таких ошибок могут быть: избирательный вынос керна в диапазоне изменения параметра в пределах класса; невыявленный дрейф среднего значения свойства по латерали или глубине залегания продуктивного пласта при значительной площади и этаже залежи.

В целом использование статистического подхода к геологической интерпретации ГИС для определения подсчетных параметров, как правило, уменьшает уровень погрешностей их средних значений по сравнению с использованием данных керна и испытаний. Однако интерпретация, основанная только на статистических приемах, полностью зависит от качества и количества данных керна, испытаний

и их привязки по глубине. При этом фактически исключается возможность взаимного контроля каждого из источников информации, снижается их достоверность, что может привести к серьезным ошибкам в подсчете запасов. Следовательно, использованием статистических приемов не исключает, а дополняет детерминистские приемы интерпретации, которые должны оставаться основными.

Таким образом, оптимальная система геологической интерпретации ГИС для определения подсчетных параметров должна строиться на комплексном использовании детерминистского и статистического подходов, включая как корреляционный, так и классификационный способы. Цель такой оптимизации определить как минимум четыре указанных параметра с необходимой точностью, устанавливаемой требованиями для соответствующей категории запасов, с минимальными затратами в планируемые сроки. Минимизация затрат обычно достигается в первую очередь минимизацией наиболее дорогостоящих видов исследований: испытаний, отбора и исследований керна путем эффективного использования данных ГИС.

Схема геологической интерпретации ГИС, объединяющая детерминистский и статистический подходы.

Схема геологической интерпретации данных ГИС для определения подсчетных параметров использует следующую информацию:

результаты геологической интерпретации массовых исследований по всему фонду скважин, пересекающих залежи изучаемого месторождения, для каждого каротажного пласта в пределах продуктивного разреза в виде матрицы геофизических параметров с использованием всех методов, включенных в стандартный комплекс ГИС, выполненный в этих скважинах;

априорную информацию в виде набора частных петрофизических моделей, образующих систему уравнений, которая служит детерминистским элементом данной схемы геологической интерпретации;

петрофизическое обеспечение указанных моделей, включающих определение физических параметров и их связи с подсчетными и другими геологическими параметрами, полученными по керну.

опорную информацию в виде сопоставления геофизических параметров стандартного комплекса ГИС с результатами анализов керна, испытаний и специальных геофизических исследований для определенной выборки каротажных пластов преимущественно по базовым и наблюдательным скважинам.

0861

Ниже описывается организация этой информации, объединяющая описанные выше приемы интерпретации в единую логическую схему в виде определенной последовательности этапов (алгоритма) ее обработки.

Первый этап "классификационный" предусматривает классификацию пород продуктивного разреза на несколько классов со сходными свойствами, выполняемую в следующей последовательности. Вначале породы делятся на два класса: заведомые неколлекторы (обычно глинистые и плотные породы) и предполагаемые коллекторы, а последние на определенно водоносные (ниже ВНК и ГВК) и нефтегазоносные. Этот подэтап общеизвестен. Второй класс пород необходимо разделить на заведомые коллекторы и предполагаемые коллекторы. Затем каждый из них делится на группы, так чтобы для каждой из них можно было подобрать удовлетворительную общую петрофизическую модель, описываемую системой частных петрофизических моделей (уравнений).

Второй этап "модельный" предусматривает выбор общих петрофизических моделей, например, компонентных моделей, и составление на их основе для каждой модели системы уравнений. Он осуществляется, как правило, путем изучения кернового материала; в сложных случаях необходимы специальные геофизические исследования. Чем богаче выбор частных петрофизических моделей, тем, очевидно, может быть создана более информативная общая петрофизическая модель, обеспечивающая успех интерпретации.

Третий этап "определяющий" ставит своей задачей нахождение неизвестных определителей, входящих в уравнения, описывающие общие петрофизические модели. Измеряемые геофизические параметры для пласта обычно можно выразить через их парциальные значения для отдельных компонент J_i , входящих в модель пласта, содержания этих компонент K_i (в долях единицы), общее число которых m , и константы C_{ii} (физические или эмпирические).

Модель для комплекса из n методов ГИС описывается системой уравнений:

$$\begin{cases} J_1 = \varphi_1 \left\{ \left[\sum_{i=1}^m f_{1i} (J_{1i}; K_i) \right] C_1 \right\}, \\ J_n = \varphi_n \left\{ \left[\sum_{i=1}^m f_{ni} (J_{ni}; K_i) \right] C_n \right\}. \end{cases} \quad (2)$$

Для реальных пород-коллекторов число неизвестных измеряется десятками. Сложность нахождения всех неизвестных с удовлетворительной точностью является основным препятствием в реализации этой схемы интерпретации. Положим, что с той или иной точностью входящие в уравнение неизвестные парциальные значения J_{ii} и константы C_i могут быть оценены. Однако оставшиеся неизвестными содержания компонент K_i для своего определения потребуют большего, чем n , числа уравнений в системе. Предполагается в таких случаях использовать два статистических приема: 1) заменить часть переменных K_i на их средние или модальные значения; 2) выразить содержание одних компонент через содержание других компонент, пользуясь корреляционными связями между ними, установленными на предыдущих этапах обработки.

Четвертый этап "статистический" включает статистическую обработку и анализ ее результатов для переменных параметров, входящих в систему. С этой целью для опорной выборки строятся кривые распределения каждой компоненты породы (по данным, например, минералогического анализа зерна) и измеряемых геофизических параметров, парные и многомерные корреляционные связи между ними. Определяются статистические характеристики распределений: средние, модальные значения, дисперсии и др. На основании анализа этих данных компоненты пород и геофизические параметры классифицируются на группы с широким и узким диапазонами изменения их значений.

Пятый этап "аналитический" предусматривает множественный анализ выбранных моделей пластов аналитическими методами. Для этого варьируют параметры, входящие в систему уравнений, в диапазоне возможных изменений их значений. По результатам этого анализа устанавливается для каких параметров J_{ii} и компонент K_i допустимы их приближенные оценки или замена средними значениями. Критерием допустимости таких редуций системы служит величина дополнительной погрешности в определении искомого подсчетных параметров по уравнениям принятой модели пласта. Аналитический анализ позволяет также выявить те параметры уравнений, изменения которых наиболее существенно влияют на точность определения подсчетных параметров.

Шестой этап "настроечный" предусматривает настройку системы интерпретации для каждой модели. Цель этой настройки состоит в минимизации систематических погрешностей искомого подсчетных параметров. Настройка выполняется, исходя из предположения, что ис-

1980

точником систематической погрешности является неточность выбранных параметров J_i . Для ее осуществления пользуются частью опорной выборки пластов, искомые подсчетные параметры для которых определены прямыми исследованиями. Вторая неиспользованная часть опорной выборки используется как контрольная. Настройка осуществляется в следующем порядке:

для указанных пластов "настроечной" выборки определяют значения подсчетного параметра по ГИС, используя выбранную систему уравнений;

вычисляют расхождения между определенным по ГИС и известным по прямым определениям подсчетными параметрами;

выполняется статистический анализ расхождений для выявления достоверного систематического расхождения, уровня случайной погрешности и закона ее распределения. Настройка не требуется, если не установлена достоверная систематическая погрешность, случайная погрешность находится в допустимых пределах, а закон ее распределения значимо не отличается от нормального;

при наличии систематического расхождения выбираются наиболее критичные параметры уравнений, максимально влияющие на точность подсчетного параметра или определенные с наибольшей погрешностью. Если таких параметров несколько, то выполняется итерационная процедура подбора параметров по критерию исключения систематической и минимизации случайной погрешностей.

Этап седьмой "проверочный" предусматривает повторение первых шагов настроечного этапа с использованием уравнений с уточненными после настройки параметрами J_i для пластов контрольной части опорной выборки. Если при этом вновь обнаруживается достоверная систематическая погрешность или уровень случайной ошибки недопустимо велик, то это означает, что с помощью настройки не удастся добиться удовлетворительных результатов. В этом случае необходимо пересмотреть выбранную петрофизическую модель пласта и систему использованных уравнений и повторить с новой моделью всю процедуру сначала.

Рассмотрим реализацию общей схемы применительно к полимиктовым песчано-глинистым отложениям Западной Сибири.

Методика опирается на физическую модель песчано-глинистой породы. В общем случае она может состоять более чем из десяти компонент (полимиктовый скелет, различные типы глинистости и флюидов), т.е. количество неизвестных значительно превышает

число уравнений, составленных на основании стандартного комплекса методов ГИС.

Детерминистский принцип применим для построения компонентной модели песчано-глинистой породы, а при описании геолого-геофизических свойств компонент модели используют статистические приемы. Для этого формируют представительную выборку керновых и геофизических данных по исследуемой залежи, которая является опорной. Применение опорной выборки основывается на статистических закономерностях, которые для песчано-глинистого разреза сводятся к следующему:

распределения геолого-геофизических параметров состоят, как правило, из нескольких групп, каждая из которых имеет нормальный закон распределения и незначительную дисперсию;

почти всегда можно выделить устойчивую и преобладающую (модальную) группу пластов по залежи, которую легко идентифицировать по ГИС (НК, ГК, ПС).

Как правило, для терригенных коллекторов и, в частности, для меловых отложений устойчивой группой является группа мадоглинистых пород, по крайней мере для сцементированных песчаников. Поэтому первый этап схемы заканчивается выявлением такой группы опорного (вероятного) пласта в разрезе.

2. Петрофизическая модель песчано-глинистой породы

Под петрофизической моделью породы понимают совокупность однородных компонентов породы, которые, располагаясь определенным образом, образуют геометрию модели. Связь между компонентами i и показаниями y отдельных методов ГИС описывается уравнением типа

$$y = \sum_{i=1}^n V_i X_i, \quad (3)$$

где X_i - значение геофизического параметра; V_i - объемное содержание i -ой компоненты породы.

Основой для построения петрофизической модели послужили работы С.Г. Комарова и Э.Ю. Николаевского, 1971; Б.Ю. Вендельштейна и Э.В. Поспелова, 1969.

В песчано-глинистой породе нижнемеловых отложений выделяют следующие компоненты (рис.1).

0281

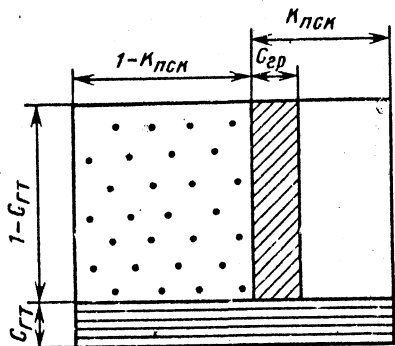


Рис.1. Компонентная модель песчано-глинистой породы
1 - скелет породы; 2 - поровое пространство; 3 - цемент; 4 - глинистые включения

относительно всего объема породы равен

$$V_{СК} = (1 - K_{пск})(1 - C_{гг}). \quad (4)$$

В объеме $K_{пск}$ выделяют водонасыщенную рассеянную глинистость $C_{гр}$, заполняющую часть порового пространства скелета, объемная доля которой равна

$$V_{гр} = C_{гр}(1 - C_{гг}), \quad (5)$$

и флюид, насыщающий оставшуюся часть объема пор скелета. Доля объема, занимаемая этим флюидом относительно породы в целом, равна

$$V_{ф} = (K_{пск} - C_{гр})(1 - C_{гг}). \quad (6)$$

Кроме пор скелета, флюид (вода) содержится также в порах рассеянной и структурной форм глинистости, пористость которых соответственно равна $K_{пгр}$ и $K_{пгг}$. Таким образом, доля объема всей породы, занятая флюидом - общая пористость $K_{п}$ - будет равна:

$$K_{п} = (K_{пск} - C_{гр} + C_{гр}K_{пгр}) \times (1 - C_{гг}) + C_{гг}K_{пгг}. \quad (7)$$

Величину $K_{п}$ можно приравнять к открытой пористости ($K_{по}$), так как в глинистых терригенных породах закрытых пор, как правило,

структурная глинистость представляет собой макроскопические скопления глинистого материала в виде отдельных включений, линз, слоев. Они замещают и поровое пространство и минеральный скелет породы. К этому типу глинистости относятся и пелитизированные полевые шпаты. Объемное содержание такого глинистого материала ($C_{гг}$) определяют относительно объема породы в целом.

В оставшемся объеме породы выделяют минеральный скелет, который рассматривают как единую компоненту (независимо от минералогического состава и размера зерен) и поровое пространство скелета, объем которого равен $K_{пск}$. Объем, занимаемый минеральным скелетом, отно-

мало. Наблюдаемое на практике превышение (до 1-2% и более) величины $K_{п}$ над $K_{по}$, растущее с повышением глинистости в глинистых коллекторах, объясняется неполным насыщением образца при лабораторном определении $K_{по}$ по стандартной методике.

Значения параметров, определяемых по отдельным методам ГИС (НК, ГК, АК, ГГК, ИНК), связаны с компонентами пласта следующими соотношениями:

$$y = [x_{СК}(1 - K_{пск}) + x_{ф}(K_{пск} - C_{гр}) + x_{гр}C_{гр}](1 - C_{гг}) + x_{гг}C_{гг}, \quad (8)$$

где x_i - значение геофизического параметра для каждой компоненты.

Суммарное водородосодержание ω_{Σ} , определяемое по методу НК-Т, описывается уравнением

$$\omega_{\Sigma} = [(K_{пск} - C_{гр})\omega_{ф} + C_{гр}\omega_{гр}](1 - C_{гг}) + C_{гг}\omega_{гг}. \quad (9)$$

Причем водородосодержание породы и всех ее компонент выражается в единицах водородосодержания пресной воды, т.е. $\omega_{ф} = 1$. Водородосодержание скелета принято $\omega_{СК} \rightarrow 0$, хотя для породы с полимиктовым составом в общем случае может наблюдаться $\omega_{СК} \neq 0$. Для оценки этой величины следует проводить специальные петрофизические исследования^{х)}.

Так как рассеянная глинистость среди зерен скелета породы находится в разгруженном состоянии, то $K_{пгр} > K_{пгг}$.

Относительный разностный параметр ГК равен

$$\Delta J_{г} = \frac{J_{гx} - J_{г0}}{J_{ггп} - J_{г0}}. \quad (10)$$

Если представить гамма-активность пласта в скважине в первом приближении линейным уравнением

$$J_{гx} = i_{гx}K + J_{ф}, \quad (11)$$

где K - коэффициент, учитывающий геометрию скважины и поглощение гамма-излучения от пласта, колонны, цемента и раствора; $J_{ф}$ - фон от раствора и прибора; $i_{гx}$ - гамма-активность элементарного объема, то

х)

Вендельштейн Б.Ю., Поспалов В.В. Роль минерального состава и адсорбционной способности полимиктовых песчаников и алевролитов в формировании их физических свойств /Тр. МИНХИП, вып.89. Петрофизика и промышленная геофизика. - М.: Недра, 1969, с.24-33.

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{i_{\gamma x} - J_{\gamma 0}}{i_{\gamma \Gamma} - i_{\gamma 0}} = \frac{i_{\gamma x} / i_{\gamma \Gamma} - g}{1 - g}, \quad (12)$$

где $g = \frac{i_{\gamma 0}}{i_{\gamma \Gamma}} = \frac{1}{K_{\gamma \Gamma}}$, т.е., равно обратной величине коэффициента дифференциации по ГК.

$$i_{\gamma x} = \frac{[i_{\text{СК}} \delta_{\text{СК}} (1 - K_{\text{ПСК}}) + i_{\text{ГР}} \delta_{\text{ГР}} C_{\text{ГР}} + (K_{\text{ПСК}} - C_{\text{ГР}}) i_{\Phi} \delta_{\Phi}] \times \delta_{\Pi}}{\delta_{\Pi}} \times \frac{(1 - C_{\text{ГТ}}) + i_{\text{ГТ}} \delta_{\text{ГТ}} C_{\text{ГТ}}}{\delta_{\Pi}}, \quad (13)$$

где δ_{Π} - плотность пласта, вычисляемая аналогично формуле (8). Подставив выражение (13) в формулу (12) и считая $i_{\text{ГР}} \approx i_{\text{ГТ}} \approx i_{\text{ГЛ}}$, $i_{\Phi} \rightarrow 0$, получаем

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(g \delta_{\Pi}^0 \frac{1 - K_{\text{ПСК}}}{1 - K_{\text{ПСК}}^0} + \delta_{\text{ГР}} C_{\text{ГР}}) (1 - C_{\text{ГТ}}) + \delta_{\text{ГТ}} C_{\text{ГТ}} - g \delta_{\Pi}}{\delta_{\Pi} (1 - g)}, \quad (14)$$

где δ_{Π}^0 , $K_{\text{ПСК}}^0$ - плотность и скелетная пористость неглинистого пласта, причем $K_{\text{ПСК}}^0 = K_{\text{ПМСК}}$.

Следует отметить, что допущение $i_{\text{ГР}} \approx i_{\text{ГТ}} \approx i_{\text{ГЛ}}$ нуждается в специальном изучении.

Параметр ПС $\alpha_{\text{ПС}}$ связан с компонентами модели через относительную глинистость $\Pi_{\text{ГЛ}}$. Действительно, с одной стороны, для нижнемеловых отложений (Е.И. Леонтьев, Л.М. Дорогиницкая, 1974) получена зависимость

$$\alpha_{\text{ПС}} = a_1 - a_2 \Pi_{\text{ГЛ}}, \quad (15)$$

где $a_1 = 1,015$; $a_2 = 1,205$. С другой стороны, относительная глинистость равна

$$\Pi_{\text{ГЛ}} = \frac{K_{\text{ГЛ}}}{K_{\text{ГЛ}} + K_{\text{П}}}, \quad (16)$$

где под величиной $K_{\text{ГЛ}}$ понимается объемное содержание сухой глины. Применительно к описываемой модели $K_{\text{ГЛ}}$ равно:

$$K_{\text{ГЛ}} = C_{\text{ГТ}} (1 - K_{\text{ПГТ}}) + C_{\text{ГР}} (1 - K_{\text{ПГР}}) [1 - C_{\text{ГТ}} (1 - K_{\text{ПГТ}})], \quad (17)$$

а величина $K_{\text{П}}$ определяется по формуле (7).

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) породы в принятой модели описывается формулой Максвелла^{х)}. Глинистые включения

представляются в виде эллипсоидов вращения, помещенных во вмещающую среду с УЭС = $\rho_{\text{ГТ}}$. Вмещающей средой служит "нормализованный пласт" с УЭС = $\rho_{\text{П}}^N$ и рассеянной глинистостью $C_{\text{ГР}}$. УЭС такой модели песчано-глинистой породы равно

$$\rho_{\text{П}} = \rho_{\text{П}}^N \frac{(1 - C_{\text{ГТ}}) \rho_{\text{П}}^N + [(n-1) + C_{\text{ГТ}}] \rho_{\text{ГТ}}}{[1 + (n-1) C_{\text{ГТ}}] \rho_{\text{П}}^N + (n-1)(1 - C_{\text{ГТ}}) \rho_{\text{ГТ}}}, \quad (18)$$

где n - параметр, зависящий от эксцентриситета эллипсоидов вращения.

3. Входные параметры методики

Предварительная обработка геолого-геофизической информации по данной залежи сводится к статистической обработке данных ГИС и керна. Для этого строятся распределения параметров, по которым определяются вероятные характеристики для преобладающего типа коллектора.

Исходя из пределов изменения анализируемого параметра x_{max} и x_{min} и объема выборки n , рассчитывается шаг построения распределения i по формуле Г.А. Стрелжеса:

$$i = \frac{x_{\text{max}} - x_{\text{min}}}{1 + 3,32 \lg n}. \quad (19)$$

В качестве i берется ближайшее целочисленное значение. Для таких параметров, как $K_{\text{П}}$, $C_{\text{ГЛ}}$, $\omega_{\text{ГЛ}}$, $i = 1\%$. Модальное значение параметра x определяется по формуле

$$M_0(x) = X_{M_0} + i \frac{P_{M_0} - P_{M-1}}{2P_{M_0} - P_{M-1} - P_{M+1}}, \quad (20)$$

где P_{M_0} - частота модального интервала; P_{M-1} - предшествующего; P_{M+1} - последующего; X_{M_0} - начало модального интервала.

Стабилизация $M_0(x)$ для данной залежи проверяется на выборках различного объема. Отбор данных керна должен быть сконцентрирован и максимален в оценочных и в базовых скважинах. Геолого-геофизические параметры, подлежащие определению, перечислены ниже.

0261

х) Краев А.П. Основы геоэлектроники. Том I. - М.: Гостоптехиздат, 1951.

3.1. Петрофизические параметры, определяемые по данным анализа зерна

Основными параметрами, определяемыми по данным лабораторных исследований образцов зерна, являются:

K_n^M – вероятное значение коэффициента открытой пористости в группе малоглинистых пород. Величина K_n определяется по стандартной методике Преображенского. Исходя из реального диапазона изменения K_n в песчано-глинистом разрезе, распределение строится с шагом 1% (рис.2). Погрешность определения K_n^M не должна превышать $\pm 0,5\%$, так как параметр является одной из главных величин в методике. Этому условию удовлетворяют случаи, когда продуктивная залежь преимущественно однородна по коллекторским свойствам, либо в случае неоднородности залежи, но когда группы пород достаточно уверенно разделяются на кривой распределения (величина трансгрессии менее 50%).

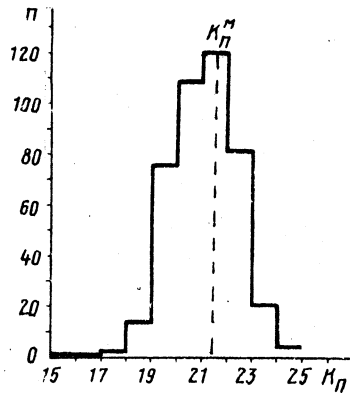


Рис.2. Распределение коэффициента пористости по данным исследования зерна

Распределение строится с шагом 1%. Параметр $C_{гп}$ относится к слабобляжущим, поэтому погрешность определения модального значения $\pm 1\%$ является достаточной.

$C_{гп}^M$ – вероятное содержание глинистого цемента. Определяется по данным анализа шлифов, отобранных преимущественно из группы малоглинистых пород. На практике, при массовом анализе погрешность определения $C_{гп}$ не превышает $\pm 1,0-3,0\%$. Необходимая погрешность определения $C_{гп}$ в шлифе должна быть $\pm 0,5-1\%$.

$K_{пгт}^M$ – вероятная величина коэффициента открытой пористости глинистых включений. Непосредственно на образцах зерна из пород коллекторов $K_{пгт}$ в настоящее время не определяется, так же как и пористость глинистого цемента $K_{пгг}$. Величина $K_{пгт}$ принимается равной величине пористости близлежащих пластов глин (неразм-

ношенным данным для отложений нижнего мела величина пористости разгруженного глинистого цемента не превышает 40-50%; удовлетворительные результаты дает следующая эмпирическая формула: $K_{пгг} \approx 2 \cdot K_{пгт}$. Параметры глин, такие как $K_{пгт}$, минералогическая плотность δ_g , песчанность глин S_g в пределах одной залежи меняются довольно слабо как по глубине, так и по площади структуры. Эти параметры относятся к слабобляжущим на величины K_n и K_n^M .

δ_g – минералогическая плотность глинистого вещества. Определяется по стандартной методике с помощью пикнометров. Для основных глинистых минералов (монтмориллонит, каолинит, гидрослюда) δ_g меняется в пределах 2,4-2,9 г/см³. Чаще всего глины характеризуются полиминеральным составом, например для меловых отложений $\delta_g^M = 2,63-2,71$ г/см³. По данным Н.А.Туезовой^{х)} содержание песчано-алевритной фракции до 20% (эта величина наиболее вероятная для отложений нижнего мела) не изменяет величины δ_g .

$\delta_{ск}$ – минералогическая плотность скелетной фракции пород-коллекторов. Обычно для терригенных отложений принимается 2,65 г/см³ (плотность кварца).

δ_B – плотность воды. Определяется по формуле

$$\delta_B = \delta_{B0} + 0,64c,$$

где δ_{B0} – плотность пресной воды при нормальных условиях; c – минерализация воды (в тех же единицах, что и δ_{B0}).

При температуре пласта выше 100-150°C следует ввести поправку за T^0 [4]. В уравнении (8) для нижнемеловых отложений $\delta_B \rightarrow 1$ из-за малой минерализации пластовых вод.

S_g – песчанность глин, т.е. содержание песчано-алевритовой фракции. Определяется по данным гранулометрического анализа образцов глин. Достаточная точность определения 3-5%.

По данным статистической обработки анализов зерна определяются модальные значения компонент пласта $K_{пск}^M$, $C_{гп}^M$ и $C_{гт}^M$ по формулам

$$C_{гт}^M = \frac{K_{гп} - C_{гп}^M}{1 - C_{гп}^M}, \quad \text{где} \quad K_{гп} = \frac{K_{гп}^C}{1 - K_{пгт}^M}, \quad (21)$$

где $K_{гп}^C$ – коэффициент пористости глинистого цемента, определенный по формуле Преображенского.

$\delta_{ск}$ – минералогическая плотность скелетной фракции пород-коллекторов. Обычно для терригенных отложений принимается 2,65 г/см³ (плотность кварца).

δ_B – плотность воды. Определяется по формуле

$$\delta_B = \delta_{B0} + 0,64c,$$

где δ_{B0} – плотность пресной воды при нормальных условиях; c – минерализация воды (в тех же единицах, что и δ_{B0}).

При температуре пласта выше 100-150°C следует ввести поправку за T^0 [4]. В уравнении (8) для нижнемеловых отложений $\delta_B \rightarrow 1$ из-за малой минерализации пластовых вод.

S_g – песчанность глин, т.е. содержание песчано-алевритовой фракции. Определяется по данным гранулометрического анализа образцов глин. Достаточная точность определения 3-5%.

По данным статистической обработки анализов зерна определяются модальные значения компонент пласта $K_{пск}^M$, $C_{гп}^M$ и $C_{гт}^M$ по формулам

$$C_{гт}^M = \frac{K_{гп} - C_{гп}^M}{1 - C_{гп}^M}, \quad \text{где} \quad K_{гп} = \frac{K_{гп}^C}{1 - K_{пгт}^M}, \quad (21)$$

х) Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции /Н.А.Туезова, Л.М.Порогичникова, Р.Г.Демина и др.-М.: Недра, 1975. - с.184.

объемное содержание сухой глины

$$K_{ГЛ}^C = \frac{C_{ГЛ}^M (1 - K_{П}^M) \delta_{СК} / \delta_{Г}}{1 - C_{ГЛ}^M (1 - \delta_{СК} / \delta_{Г})} \quad (22)$$

Исходя из формулы (7), определяется величина

$$K_{ПСК}^M = \frac{K_{П}^M - C_{ГТ}^M \cdot K_{ПГТ}^M}{1 - C_{ГТ}^M} + C_{ГР}^M (1 - K_{ПГР}). \quad (23)$$

3.2. Параметры, определяемые по данным ГИС

По результатам интерпретации промыслово-геофизических данных определяются следующие входные параметры:

1. $\omega_{ГТ}$ - вероятное значение суммарного водородосодержания глинистых включений. Как отмечалось выше, используются аналогичные свойства близлежащих неразмывтых глин. Значение $\omega_{ГТ}$ определяется методом итерации. Вероятному опорному песчано-глинистому пласту приписывается значение ω_{Σ}^M по аналогичной залежи. Накладывают шкалу ω_{Σ} и методом двух опорных пластов определяют значения $\omega_{ГТ}$ для пластов неразмывтых глин. По полученной выборке определяют вероятное значение, с его помощью рассчитывают величину ω_{Σ}^M по формуле (9) и уточняют $\omega_{ГТ}$ по пластам. Величину $\omega_{ГТ}$ можно также определить и непосредственно по данным МНК. Как показывает опыт применения такого подхода на нижнемеловых отложениях достаточно одного процесса итерации. Погрешность определения вероятного значения $\omega_{ГТ} \pm 0,5\%$. Для оценки водородосодержания разгруженного глинистого цемента $\omega_{ГР}$ используется эмпирическая формула $\omega_{ГР} \approx \omega_{ГТ} + 10\%$.

2. $K_{ДГК}$ - вероятное значение коэффициента дифференциации по ГК, т.е. отношение показаний ГК в неразмывтых глинах к показаниям в чистом неглинистом пласте. Погрешность определения $\pm 0,05$, например, $K_{ДГК} = 1,65 \pm 0,05$.

3. $\omega_{В}$ - водородосодержание пластовой воды:

$$\omega_{В} = 1 - 0,36 \frac{C}{\delta_{В0}},$$

где $\delta_{В0}$ - плотность пресной воды при нормальных условиях, C - минерализация воды (в тех же единицах, что и $\delta_{В0}$). При темпера-

туре пласта выше 100-150°C вводят поправку за $T^{\circ}C$ [4]. В уравнении (9) принимается $\omega_{В} \rightarrow 1$.

4. $\rho_{Г}$ - УЭС глинистого материала. Используются аналогичные свойства близлежащих глин. В основном пределы изменения $\rho_{Г}$ от 2 до 5 Ом-м. Точность определения $\pm 0,5$ Ом-м.

5. $\rho_{В}$ - УЭС связанной воды. Наиболее достоверные результаты получаются по данным керна, отобранном из опорной скважины, пробуренной на растворе с нефилтующейся основой (РН0). Точность определения $\pm 0,01$ Ом-м.

6. π - безразмерный параметр, характеризующий эксцентриситет эллипсоидов, которые описывают в обобщенном виде форму глинистых включений. Для условий нижнемеловых отложений π оценивается величиной от 3 до 12 отн.ед.; определяется на образцах керна по отношению сопротивлений, измеренных вдоль и поперек напластования при различной водонасыщенности образцов.

В методике применяются следующие экспериментальные зависимости:

1) параметров пористости от коэффициента пористости. Определяются коэффициенты линии регрессии в виде

$$\lg P_{П} = a \lg K_{П} + b;$$

2) параметров насыщения от коэффициента водонасыщенности

$$\lg K_{В} = \pi \lg P_{Н} + \theta.$$

Параметры θ и π определяются отдельно для семейства кривых

$$K_{ПР} \geq 100 \text{ мд} (C_{ГР} < 5\%);$$

$$10 \text{ мд} \leq K_{ПР} < 100 \text{ мд} (5 < C_{ГР} \leq 10\%);$$

$$K_{ПР} < 10 \text{ мд} (C_{ГР} > 10\%).$$

Если зависимости криволинейные, то они разбиваются на кусочно-прямолинейные части. Причем зависимости $P_{П}$ и $P_{Н}$ строятся для малоглинистых образцов.

3) $\alpha_{ПС}$ от относительной глинистости $\pi_{ГЛ}$. Для нижнемеловых отложений (Е.И.Леонтьев, Л.М.Дорогиницкая и др., 1974) зависимость имеет линейный характер:

$$\alpha_{ПС} = 1,015 - 1,205 \pi_{ГЛ}.$$

При изучении нижнемеловых отложений применяется стандартный комплекс ГИС, включающий методы электротометрии ($\rho_{П}$ и $\alpha_{ПС}$) и

02261

радиометрии ($\omega_{\Sigma}, \Delta J_{ГК}$). Исходя из этого комплекса, определяются подсчетные параметры $K_{п}$ и $K_{нг}$.

4. Определение коэффициента открытой пористости, рассеянной и слоистой глинистости и нефтегазонасыщенности

Для определения $K_{п}$ водонефтяной части залежи используются входные геолого-геофизические параметры и система уравнений для методов НК-Т и ГК, построенная на основе модели пласта. Влияние полимиктовости $C_{ГТ}^U$ на величину $K_{п}$ учитывается с помощью зависимости $\alpha_{пс} = f(\eta_{ГЛ})$. Система уравнений соответственно для НК-Т и ГК имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \omega_{\Sigma} = [K_{пск} - C_{ГР} (1 - \omega_{ГР})] (1 - C_{ГТ}) + C_{ГТ} \omega_{ГТ} , \\ \Delta J_{ГК} = \frac{(g \delta_{п}^0 \frac{1 - K_{пск}}{1 - K_{пск}^0} + C_{ГР} \delta_{ГР}) (1 - C_{ГТ}) + C_{ГТ} \delta_{ГТ} - g \delta_{п}}{\delta_{п} (1 - g)} , \end{cases} \quad (24)$$

где плотность пласта $\delta_{п}$ равна

$$\delta_{п} = [\delta_{ск} (1 - K_{пск}) + \delta_{ф} (K_{пск} - C_{ГР}) + \delta_{ГР} C_{ГР}] (1 - C_{ГТ}) + \delta_{ГТ} C_{ГТ} . \quad (25)$$

Система уравнений (24) решается относительно трех компонент модели ($K_{пск}$, $C_{ГР}$ и $C_{ГТ}$) при условии, что вероятная скелетная пористость $K_{пск}^M$ для преобладающего типа коллектора является такой же устойчивой величиной по залежи, как и $K_{п}^M$. Система уравнений (24) решается графическим путем в виде палетки (рис.3), которая строится по следующей схеме.

Вычисляются опорные точки палетки:

- координаты точки А, соответствующей неглинистому пласту, при условии $C_{ГР} = 0, C_{ГТ} = 0, K_{пск} = K_{пск}^0 = K_{пск}^M$;
- точка В, соответствующая пласту, представленному чистым скелетом породы, при условии $C_{ГР} = 0, C_{ГТ} = 0, K_{пск} = 0, K_{пск}^0 = K_{пск}^M$;
- точка С, соответствующая пласту, скелетная пористость которого заполнена глинистым цементом, при условии $C_{ГТ} = 0, C_{ГР} = K_{пск}^0 = K_{пск}^M = K_{пск}$;
- точка Д, соответствующая пласту, замещенному глинистым материалом $C_{ГТ}$, при условии $C_{ГТ} = 1, C_{ГР} = 0, K_{пск} = 1$.

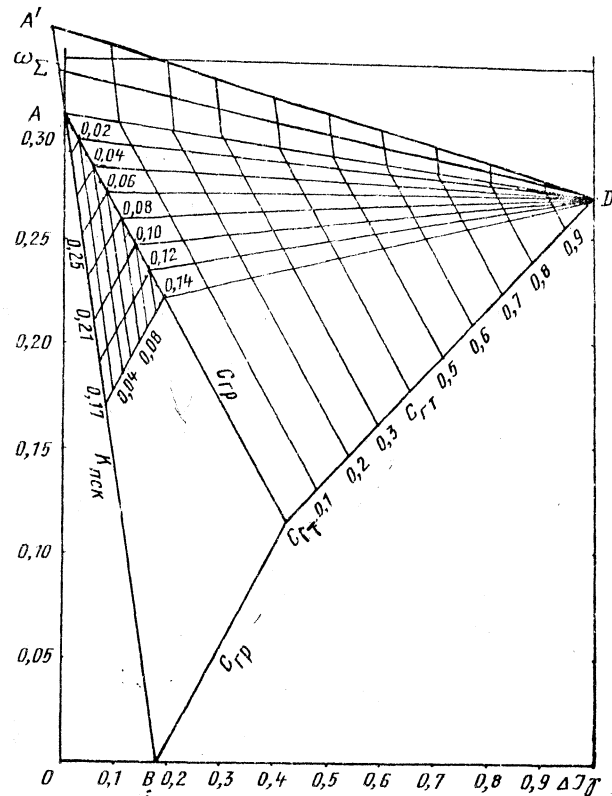


Рис.3. Палетка определения $K_{пск}, C_{ГР}, C_{ГТ}$; пласты АС₄₋₇ ($K_{пск} = 0,31$)

Точка А является опорной для треугольника А'АД, где находятся пласты с $K_{пск} > K_{пск}^M$ и $C_{ГР} = 0$. Точка А' лежит на продолжении линии ВА на любом расстоянии (обычно задается 5%). Координаты точки А' можно вычислить при условии $K_{пск} = K_{пск}^M + \Delta K_{пск}$.

В координатах ω_{Σ} и $\Delta J_{ГК}$ путем проведения прямых линий выделяют области треугольников АРС, АСД и АА'Д, строят шкалы искомым параметрам ($K_{пск}, C_{ГР}$ и $C_{ГТ}$), как показано на палетке. Искомые параметры определяют по положению фактических точек относительно палеточных прямых, согласно схеме, представленной в табл.1.

0261

Т а б л и ц а I

Определение компонент пласта

Область палетки	Заданное условие	Определяемые параметры
Выше АД	$C_{ГР} = 0$	$K_{ПСК}, C_{ГТ}$
Δ АСД	$K_{ПСК} = K_{ПСК}^M$	$C_{ГР}, C_{ГТ}$
Δ АВС	$C_{ГТ} = 0$	$C_{ГР}, K_{ПСК}$
Левее АВ	$C_{ГТ} = 0, C_{ГР} = 0$	$K_{ПСК} = \omega_{\Sigma}$

В области палетки, расположенной левее АВ, группируются точки, характеризующие пласты с карбонатным цементом. Они отличаются пониженными значениями ω_{Σ} , $\Delta J_{ГК}$ и повышенными значениями ρ_K на диаграммах МБК и малых зондах БКЗ.

Таким образом, на выходе палетки имеются параметры пласта $K_{ПСК}$, $C_{ГР}$ и $C_{ГТ}$. Величина $C_{ГТ}$, как параметр, наиболее сильно связанный с ГК, является суммой полевошпатовости и глинистости. Для определения истинной глинистости $C_{ГТ}^u$ в качестве дополнительного уравнения используется связь $\alpha_{ПС}$ с относительной глинистостью:

$$\eta_{ГЛ} = \frac{K_{ГЛ}}{K_{ГЛ} + K_{П}} \quad (26)$$

Величина $K_{ГЛ}$ — содержание сухой глины в объеме породы; в методике НК-ГК под величинами $C_{ГР}$ и $C_{ГТ}$ понимается объемное содержание влажного глинистого материала:

$$K_{ГЛ} = C_{ГР}(1 - K_{ПГР}) + C_{ГТ}(1 - K_{ПГТ}) [1 - C_{ГР}(1 - K_{ПГР})] \quad (27)$$

Исходя из модели пласта (8), его пористость равна

$$K = [K_{ПСК} - C_{ГР}(1 - K_{ПГР})] (1 - C_{ГТ}) + C_{ГТ} K_{ПГТ} \quad (28)$$

Если в формуле (28) под величиной $C_{ГТ}$ понимать чистую глинистость, то, подставив в формулу (26) выражения (28) и (27), приняв $C_{ГТ} = C_{ГТ}^u$ и решив это уравнение относительно $C_{ГТ}^u$, получим

$$C_{ГТ}^u = \frac{C_{ГР} A - \eta_{ГЛ} K_{ПСК}}{(\eta - 1) B (1 - C_{ГР} A) - \eta_{ГЛ} (K_{ПСК} - K_{ПГТ} - C_{ГР} A)} \quad (29)$$

где $A = 1 - K_{ПГР}$; $B = 1 - K_{ПГТ}$.

Располагая всеми компонентами ($K_{ПСК}$, $C_{ГР}$ и $C_{ГТ}^u$), по формуле (28) определяют коэффициент открытой пористости пласта.

4.1. Определение пористости по сокращенному комплексу ГИС (без РК)

При подсчете запасов нефти и газа по залежи возможно использовать материалы ГИС по скважинам, где в силу каких-либо обстоятельств не проведен полный комплекс, т.е. отсутствуют данные РК (НК-Т, ГК). Для этого применяется следующая схема интерпретации.

По пластам залежи, используя скважины с полным комплексом ГИС, строится средневзвешенное по мощности распределение параметра $\alpha_{ПС}$. На распределении выделяются однородные группы пластов и определяется $\alpha_{ПС}$, граничное между ними. Например, выделяются три группы по $\alpha_{ПС}$: 1,0-0,75; 0,75-0,55; 0,55-0,35 и группа с $\alpha_{ПС} < 0,35$. Используя результаты интерпретации по полному комплексу ГИС для выделенных групп по $\alpha_{ПС}$, определяют средневзвешенные величины $K_{ПСК}$ и $C_{ГР}$.

Для исследуемого пласта в скважине без РК, используя средние величины $K_{ПСК}$, $C_{ГР}$ и $\alpha_{ПС}$ пласта, по формулам (29, 28) определяют $C_{ГТ}^u$ и $K_{П}$.

4.2. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Методика определения K_H учитывает дополнительную электропроводность, создаваемую глинистыми включениями, если их содержание превышает величину $C_{ГТ}$ для опорного (вероятного) пласта. Для этого используется следующая схема определения K_H .

Определяется превышение содержания глинистых включений над их модальным значением. Величина $C_{ГТ}$ определяется в долях от неразмывтых глин. Чтобы определить содержание чистых глинистых включений, эта величина исправляется на долю песчаности глин:

$$\Delta C_{ГТ} = (1 - \delta_r) \left(C_{ГТ} - \frac{C_{ГТ}^M}{1 - \delta_r} \right) \quad (30)$$

Определяется УЭС нормализованного пласта. Для этого уравнение (18) решается относительно ρ_n^N , где ρ_n — фактическое УЭС пласта:

1988

$$\rho_n^N = -A + \sqrt{A^2 + \rho_n \cdot \rho_{гг} (n-1)} \quad , \quad (31)$$

$$\text{где } A = \frac{(n-1 + \Delta C_{гг}) \rho_{гг} - (n \Delta C_{гг} + 1 - \Delta C_{гг})}{2(1 - \Delta C_{гг}^2)}$$

Определяется пористость нормализованного пласта

$$K_n^N = [K_{псч} - C_{гг} (1 - K_{пгг})] (1 - C_{гг}^M) + C_{гг}^M K_{пгг} \quad . \quad (32)$$

Определяется УЭС такого водоносного пласта по формуле

$$\rho_{вп}^N = \rho_{в} \cdot \rho_n = \frac{a}{(K_n^N)^m} \quad , \quad (33)$$

для чего используется экспериментальная зависимость $\rho_n = f(K_n)$.

Определяется нефтенасыщенность $K_{нг}$ нормализованного пласта

$$K_{нг}^N = 1 - K_{в}^N = 1 - \sqrt{\frac{b}{\rho_n}} \quad , \quad (34)$$

где $K_{в}^N$ находится по зависимости $\rho_n = f(K_{в})$ для данной залежи. Если используется не одна (общая) зависимость, а три для разных градаций $K_{пгг}$:

$$K_{пгг} < 10 мд ; 10 мд < K_{пгг} < 100 мд ; K_{пгг} > 100 мд ,$$

то переход к определенной зависимости производится при условии

$$C_{гг} < 10 , 10 < C_{гг} < 5 , C_{гг} < 5\% .$$

Нефтенасыщенность реального пласта определяется по формуле С.Г. Комарова

$$K_{нг} = \frac{K_n^N K_{нг}^N}{K_n} (1 - \Delta C_{гг}) \quad . \quad (35)$$

Определяется величина линейного запаса по пласту

$$V_{нг} = H_{эф} \cdot K_n \cdot K_{нг} \quad . \quad (36)$$

В настоящее время рядом авторов предлагается методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности на основе применения данных исследований ядра и ГИС по скважинам, пробуренным на растворах с нефтяной основой (РНО) [10, 19]. Суть этой методики сводится к использованию зависимости $\rho_n = f(\omega_{в})$, где ρ_n - УЭС по данным ГИС, $\omega_{в} = K_n K_{в}$ - объемная водонасыщенность, определенная по измерениям на герметизированных образцах ядра (рис. 4).

Преимущество такой методики связано с исключением необходимости определения УЭС связанной воды и зависимостей вида

$$\rho_n = f(K_n) \text{ и } \rho_n = f(K_{в}) .$$

$\rho_n^{ГИС}, \text{ ОММ}$

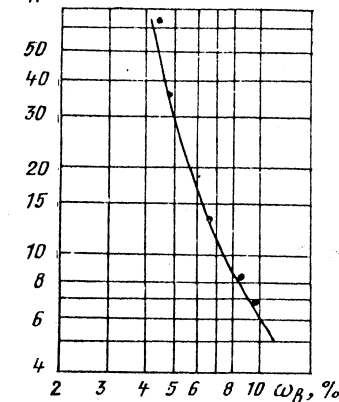


Рис. 4. Зависимость УЭС по данным электрометрии от объемной водонасыщенности по пластам типа АВ

величина анализируемого ρ_n отличается от значения ρ_n^* на величину относительной погрешности $\delta \rho_n > 5\%$, то данный пласт охарактеризовывается значением ρ_n^* . Дальнейшее определение коэффициента нефтегазонасыщенности осуществляется по вышеописанной схеме.

4.3. Раздельное определение коэффициентов нефти- и газонасыщенности

Определение подсчетных параметров выше ГНК состоит из следующих этапов:

все пласты выше ГНК разделяются на две группы - малоглинистые ($\alpha_{пс} > 0,7$) и глинистые ($0,7 > \alpha_{пс} > 0,25$);

по пластам производится определение ω_{Σ} и $\Delta J_{ГК}$ по диаграммам НК-Т и ГК; в группе малоглинистых пород используется правило:

$$\omega_{\Sigma i} = \begin{cases} \omega_{\Sigma}^M , & \text{если } \omega_{\Sigma i} < \omega_{\Sigma}^M , \\ \omega_{\Sigma i} , & \text{если } \omega_{\Sigma i} > \omega_{\Sigma}^M , \end{cases}$$

в группе глинистых пород обычно выполняется условие

$$\omega_{\Sigma i} > \omega_{\Sigma}^M.$$

Исходя из принятых значений ω_{Σ} , ΔJ_{rK} и $\alpha_{пг}$, определяют коэффициент пористости K_p по алгоритму, изложенному в разделе 4. Величина $K_{пг}$ определяется по алгоритму, описанному в разделе 4.2.

Используя зависимость $K_r = f(K_{пг})$, определяют величину коэффициента газонасыщения. Для получения этой зависимости были привлечены данные повторного нейтрон-нейтронного каротажа, выполненные с экспозицией от трех до семи лет. Такое значительное время между первым (фоновым) и повторным измерениями ННК-Т дало возможность оценить K_r при полном расформировании зоны проникновения как для группы малоглинистых, так и для группы глинистых коллекторов.

Значения K_r вычисляются по формуле

$$K_r = \frac{\Delta \omega_{\Sigma i}}{K_p} \cdot \frac{623}{623 - P_{пл}}, \quad (37)$$

где $\Delta \omega_{\Sigma i}$ - разность водородосодержания между фоновым и повторным замерами; $P_{пл}$ - пластовое давление. Точка выхода графика на асимптоту соответствует моменту полного расформирования зоны проникновения. По всем пластам, использованным при построении зависимости $K_r = f(K_{пг})$, зоны проникновения полностью расформированы, т.е. зависимости $\Delta \omega_{\Sigma} = f(t)$ вышли на асимптоту.

При анализе значений коэффициента газонасыщенности K_r было установлено наличие корреляционной связи между величинами K_r и $K_{пг}$, которая аппроксимируется зависимостью

$$K_r = a (K_{пг})^b, \quad (38)$$

где $a = 3,795 \cdot 10^{-6}$; $b = 3,725$. Коэффициент корреляции $r = 0,967$; дисперсия $S = 4,96$; критерий Стьюдента $t = 19,59$. Эта зависимость оказалась справедливой и для газовых шапок других месторождений. Таким образом, появляется возможность величину K_r определять поинтервально для всех скважин.

Коэффициент нефтенасыщенности пластов, расположенных в газовых шапках нефтяных месторождений, определяется разностью

$$K_H = K_{пг} - K_r.$$

При наличии повторных замеров ННК-Т в скважине величина K_r может быть определена по следующей схеме:

по фоновому замеру ННК-Т определяется величина ω_1 ;

по повторному замеру определяется величина ω_2 ;

вычисляется разность водородосодержания $\Delta \omega_{\Sigma} = \omega_1 - \omega_2$;

по пластам неколекторов (глин) находится средняя величина $\Delta \bar{\omega}_{гг}$;

в каждом пласте в величину $\Delta \omega_{\Sigma}$ вносится поправка за систематическую погрешность $\Delta \omega_{\Sigma}^* = \Delta \omega_{\Sigma} - \Delta \bar{\omega}_{гг}$.

Коэффициент газонасыщенности вычисляется по формуле (37), где K_p определяется по фоновому замеру, как указано выше.

Следует отметить, что отсутствие практической методики учета газонасыщенности на показания ННК-Т может привести к занижению величин ω_{Σ} и особенно ω_2 . В связи с этим величина K_r может оказаться завышенной. Поэтому использование вышеизложенного алгоритма может дать верхний предел газонасыщенности.

5. Оценка достоверности подсчетных параметров

Достоверность подсчетных параметров K_p и K_H определяется путем попластового сопоставления данных керна и ГИС. Анализ коэффициентов пористости $K_p^{ГИС}$, полученных по ряду месторождений Западной Сибири показал, что величина систематической погрешности не превышает $\pm 0,5-1,5\%$, а случайной $1-2\%$.

Чтобы проанализировать результаты керн-ГИС, используется следующий прием.

Строится распределение абсолютной погрешности $\Delta K_p = K_p^{кern} - K_p^{ГИС}$. На рис.5 приведен пример такого распределения по одному из месторождений (керна охарактеризован 4I пласт). На распределении выделяется две группы пластов с большой величиной трансгрессии (более 50%). Одна группа преобладающая, составляет 80% выборки и не содержит систематической погрешности;

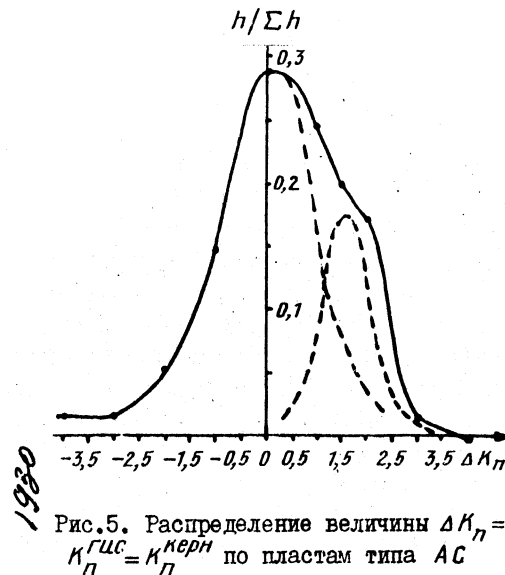


Рис.5. Распределение величины $\Delta K_p = K_p^{кern} - K_p^{ГИС}$ по пластам типа АС

другая характеризуется систематической погрешностью, равной 1,5%. Необходимо оценить, чему обязано появление второй группы - керну или ГИС. Для этого строится зависимость параметра мощность пласта/ количество образцов от величины ΔK_{Π} (рис.6). Количество образцов, достоверно характеризующих пласт, равно пяти на 1 м мощности, что соответствует величине 0,2 (выше этой отсечки по горизонтали керн считается непредставительным). Как видно из рис.6, преобладающей группе соответствуют пласты, нормально охарактеризованные керном,

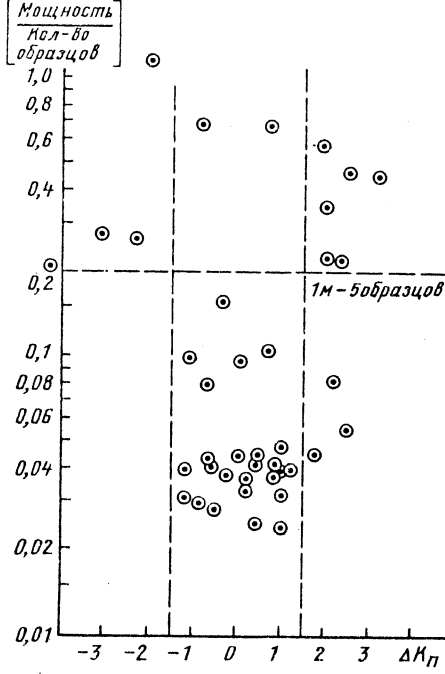


Рис.6. Зависимость параметра мощность пласта/ количество образцов от ΔK_{Π}

ΔK_{Π} не превышает $\pm 3\%$, причем аномальные погрешности в отдельных пластах объясняются различием в определении по ГИС ρ_{Π} и $\alpha_{\Pi c}$, а также неоднородностью по керну в пределах пласта. Седьмой контрольный этап проводится по аналогичной схеме.

Полученные результаты показывают, что реализация подсчета запасов нефти и газа на ЭМ для нижнемеловых отложений Западной Сибири позволяет получать подсчетные параметры с точностью, не

охарактеризованные керном, а появление систематической погрешности в сопоставлениях K_{Π} связано со слабой охарактеризованностью керном пластов. Следует иметь в виду и тот факт, что при попластовом сопоставлении керн-ГИС надо учитывать возможность неоднородности пласта по керну, а по ГИС используются осредненные значения K_{Π} .

Достоверность определения по ГИС такого подсчетного параметра, как K_{Π} , оценивается по данным керна, полученного из скважины, пробуренной на растворе с нефтяной основой - РНО. В табл.2 приведены результаты сопоставления керн-ГИС по такой скважине. В среднем погрешность определения

1980

Таблица 2

Сравнение результатов, полученных по методике комплексной интерпретации ГИС с данными керна по скважине, пробуренной на РНО

№ п/п	Интервал, м	Индекс пласта	Н, м		$\alpha_{\Pi c}$		ρ_{Π} , Ом·м		K_{Π}			K_{Π}			
			ГИС	ЭМ	ГИС	ЭМ	ГИС	ЭМ	керн	ЭМ	керн	ЭМ	ΔK_{Π}	ΔK_{Π}	
1	1853,2-1856,8	АС ₄	3,6	3,4	0,39	0,38	10,5	9,3	24,4	23,0	24,4	73	70	-3	-3
2	1857,8-1868,6	АС ₄	4,8	4,6	0,50	0,48	23,5	19,8	28,3	24,0	28,3	84	84	+4	-3
3	1870,2-1873,2	АС ₄	3,0	3,0	0,80	0,64	23,5	14,1	28,5	26,6	28,5	83	83	+4	+4
4	1879,8-1882,2	АС ₅₋₈	$\Sigma h = 11,4$		0,43	0,45	7,3	8,9	27,1	24,4	27,1	80	79	-1	-1
5	1833,2-1884,8	АС ₅₋₈	3,4	2,8	0,91	0,75	14,3	10,2	25,0	23,9	25,0	74	74	+4	+4
6	1884,8-1888,0	АС ₅₋₈	1,6	2,2	0,80	0,72	9,0	8,4	25,8	27,6	25,8	75	75	+1	+1
7	1888,0-1890,0	АС ₅₋₈	3,2	2,8	1,10	0,89	14,3	12,2	28,1	28,1	28,1	72	75	+3	+3
8	1890,0-1896,0	АС ₅₋₈	2,0	2,2	0,84	0,75	10,9	11,7	28,2	27,7	28,2	77	77	-1	-1
9	1896,0-1898,0	АС ₅₋₈	6,0	6,0	0,84	0,80	6,0	5,8	27,3	28,1	27,3	78	77	-1	-1
			2,0	2,0					26,8	27,2	26,8	74	74	+8	+8
10	2278,8-2286,6	BC ₁₀	$\Sigma h = 18,2$		0,83	0,82	60,0	78,2	26,8	27,2	26,8	76	76	+2	+2
11	2289,8-2293,6	BC ₁₀	7,8	7,2	1,00	0,87	51,0	41,6	24,6	25,6	24,6	87	87	-4	-4
12	2293,6-2299,4	FC ₁₀	3,8	4,0	1,00	0,81	30,0	26,4	24,2	26,2	24,2	83	83	-2	-2
13	2301,0-2302,8	BC ₁₀	5,8	5,8	0,85	0,68	20,0	12,9	26,2	25,5	26,2	80	80	+5	+5
14	2306,6-2308,2	BC ₁₀	1,8	2,0	0,60	0,53	5,0	5,1	27,9	23,9	27,9	84	84	+4	+10
15	2308,6-2309,6	BC ₁₀	1,6	1,6	0,43	0,43	4,7	5,1	23,9	22,8	23,9	50	50	-4	-4
			1,0	1,0					22,4	22,0	22,4	51	51	+4	-3
			1,0	1,0					25,1	25,4	25,1	80	80	+0,3	-3
			$\Sigma h = 21,8$						$\Sigma h = 21,6$						

уступающей данным керна, причем керну в методике отводится роль настройки системы интерпретации и контроля.

6. Реализация методики комплексной интерпретации данных ГИС на ЭМ

Интерпретация данных ГИС на ЭМ включает следующие этапы работ:
 подготовку и предварительный контроль цифровых данных ГИС;
 составление интерпретатором заданий на редактирование, обработку и интерпретацию данных ГИС на ЭМ;
 собственно обработку и интерпретацию;
 анализ результатов и составление заключения о скважине по данным ГИС.

Возможны два типа технологических схем интерпретации с отражением связей между операциями ЭМ и интерпретатора, возникающими до и в ходе обработки данных ГИС. Первый – это более оперативный, жесткий, который позволяет за один "выход на ЭМ" получать окончательные результаты и заключение. Этот вариант обработки неизбежно применяется при жестких сроках выдачи заключения (когда повторный выход на ЭМ в установленные сроки не возможен).

Если геофизическое предприятие (ЭГИС, ПГК) имеет свой специализированный промышленно-геофизический вычислительный центр, то целесообразно прерывать процесс обработки после каждого ответственного этапа, чтобы произвести анализ результатов. Обязательно прерывание обработки после этапа редактирования для обнаружения, исправления ошибок и доработки исправленных цифровых массивов каротажных диаграмм. Полезно прерывание после этапа литологического расчленения разреза и выделения пластов.

В системе АСОИГИС технологическая схема методики определения подсчетных параметров и линейных запасов нефти и газа имеет следующий набор программ (табл.3).

Т а б л и ц а 3

Перечень программ системы АСОИГИС

Номер программы	Назначение программы	Шифр программы	Организация-разработчик
I	2	3	4
I	Ввод и редактирование каротажных кривых	RED	Укргеофизика, ВНИИГеофизика

1	2	3	4
2	Отбивка границ пластов и считывание существенных значений КС и ПС	OG	КжВНИИГеофизика
3	Определение $\rho_{II}, \rho_{3II}, D/d$ по ЭК	RESINM	ВНИИГеофизика
4	Преобразование трансформированной кривой ПС в кривую относительного параметра	ALFA	ВНИИГеофизика
5	Трансформация кривых РК с выделением существенных значений	CATRK	Укргеофизика, ВНИИЯГТ
6	Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов с гранулярной пористостью	LITOL	ВНИИГеофизика, Укргеофизика
7	Определение модальных значений по диаграммам РК	MODA	ВНИИЯГТ
8	Определение суммарного водородосодержания по данным нейтронных методов	HYDRO	ВНИИЯГТ
9	Определение двойного разностного параметра по гамма-каротажу	GAMMA	ВНИИЯГТ
10	Определение открытой пористости, рассеянной и слоистой глинистости	PORCL	ВНИИЯГТ
11	Определение K_{HI} и подсчет линейных запасов нефти и газа по объектам	ZAPAS	ВНИИЯГТ

Кратко опишем функции перечисленных программ.

Программа I. Ввод и редактирование каротажных кривых – RED.

Программа осуществляет ввод данных, зарегистрированных на перфоленте с помощью преобразователей Ф-001, Ф-014, ПЛК-4 и ПЛК-6 и редактирование данных. Алгоритмы, реализованные в программе, в основном разработаны для ЭМ второго поколения в системах ГИК-2 и "Каротаж" (М.Б.Лернер, 1974). Каротажные кривые, обрабатываемые по программе, могут иметь длину до 540 м.

02851

Программа 2. Оббивка границ пластов и считывание существенных значений КС и ПС - ОГ.

Программа работает как с отдельными кривыми, так и с комплексом, включающим не более шести кривых. Предусматривается один из трех режимов обработки: автоматический; полуавтоматический, когда считывание значений производится в границах, заданных оператором; смешанный, когда при общем автоматическом расчленении учитываются границы, заданные оператором. Кроме того, на любую кривую могут быть перенесены границы, сформировавшиеся при выполнении ранее отработанных программ.

Расчленение разреза на пласты производится путем анализа существенных значений, ограничивающих выделенные аномалии, на основе заданных критериев по каждой кривой с последующим сопоставлением пластов, полученных по всем кривым, и выделением границ по комплексу.

Результатами программы являются: глубины подошвы пласта и его кровли, существенные значения и величина дисперсии.

Программа 3. Определение ρ_n , ρ_{3n} , D/d - RESINM.

Определение ρ_n осуществляется универсальным способом на базе алгоритма ВНИИгеофизики [18] и может быть выполнено по следующим комплексам данных:

- подошвенных градиентов (до шести) - БКЗ;
- градиент-зондов и зонда индукционного каротажа ИК;
- градиент-зондов и зонда бокового каротажа БК.

При выборе комплекса учитывается, что в разрезах со сравнительно однородными пластами при глубоких зонах проникновения предпочтительнее отдаётся БКЗ. В условиях нижнемеловых отложений чаще применяется комплекс нескольких зондов БКЗ ($A_0 = 0,45; 1,05; 2,25m$) и зонд ИК-661. Опыт определения ρ_n на ЭМ в этих условиях позволяет отметить следующие результаты.

Из-за отсутствия эталонного разреза для оценки удельного сопротивления горных пород результаты обработки данных ГИС на ЭМ сопоставлялись с результатами, полученными при ручной обработке. За эталон приняты значения ρ_n^P , определенные в Главтоменьгеологии. Следует отметить, что методика определения ρ_n по данным ручной обработки отличается от алгоритма определения на ЭМ особенно для маломощных пластов.

На рис.7 приведено сопоставление определений ρ_n , выполненных вручную во ВНИИгеофизике по различным методикам для выборки из

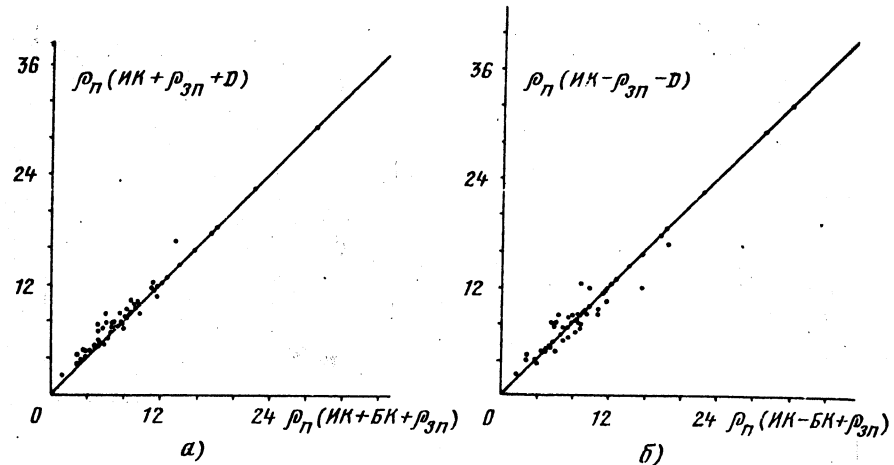


Рис.7. Определение ρ_n вручную различными способами: а) по универсальному способу; б) по комплексным палеткам

77 пластов типа БВ. Как видно из приведенных данных, результаты сопоставимы.

По пластам типа АС_{9-II} проведены исследования ЭМ по определению ρ_n комплексом зондов, включающим ИК + БКЗ. Полученные значения ρ_n сопоставлены с ρ_n по данным Главтоменьгеологии. Относительная погрешность δ определялась по формуле

$$\delta = \frac{\rho_n^M - \rho_n^P}{\rho_n^P} \cdot 100$$

Если $\rho_n^M > \rho_n^P$, то погрешность положительная и наоборот. Получены программы относительных погрешностей для ρ_n^P , определенных Главтоменьгеологией, и ρ_n^M , определенных на ЭМ по БКЗ ($n = 117$); величин ρ_n^P и ρ_n^M , определенных по комплексу с ИК ($n = 92$ пласта). Точность определений ρ_n по данным БКЗ меньше: ρ_n определены с $\delta > 30\%$ в 45% случаев, из них с $\delta > 50\%$ - в 24% случаев. По комплексу с ИК значения ρ_n определены с $\delta > 30\%$ в 25% случаев (из них с $\delta > 50\%$ - в 11% случаев). Погрешности в определениях ρ_n для продуктивных пластов примерно такие же.

По пластам типа АС, БС величины ρ_n определялись по комплексу с ИК (по БКЗ ρ_n определялись только в случае отсутствия ИК).

Сопоставление ρ_{Π}^M и ρ_{Π}^P проведено по 10 скважинам (158 пластам пачки АС и БС). Гистограммы построены для пластов, имеющих мощность более 1 м, для пачек АС и БС (рис.8). Сопротивления определены с $\delta > 25\%$ в пачке АС в 20% случаев, в пачке БС в 21% случаев. Для всех пластов распределение δ равномерно, в 50% случаев ρ_{Π}^M завышены, в 50% случаев - занижено относительно ρ_{Π}^P по данным ручной обработки. Но распределение δ отдельно для нефтеносных и водоносных пластов неодинаковое. Например, для пачки АС в нефтеносных пластах в 37% случаев ρ_{Π}^M завышено, а для 63% случаев занижено относительно ρ_{Π}^P . В водоносных пластах наоборот: для 68% случаев ρ_{Π}^M завышено, а для 32% - занижено.

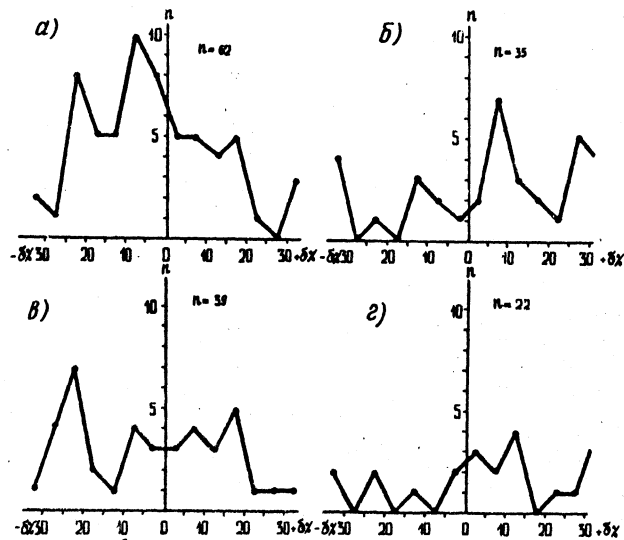


Рис.8. Гистограмма относительных погрешностей при определении ρ_{Π}

а) пачка АС - нефтеносные пласты; б) пачка АС - водоносные пласты; в) пачка БС - нефтеносные пласты; г) пачка БС - водоносные пласты

По пластам типа АВ₁₋₂, Ю величины ρ_{Π} определялись в основном по комплексу с ИК и только в случае отсутствия ИК ρ_{Π} определялись по БКЗ. Сопоставление ρ_{Π}^M и ρ_{Π}^P проведено по 10 скважинам (94 пласта) для пачек АВ₁₋₂ и Ю. Рассмотрены все пласты с различной мощностью. Значения ρ_{Π} определены с $\delta > 25\%$ в 10% случаев.

В табл.4 представлены суммарные мощности пластов, для которых ρ_{Π} определены с $\delta < 30\%$, $\delta > 30\%$ и $\delta > 50\%$. Как видно из табл.4, для всех месторождений подавляющее большинство продуктивных пластов (Σh составляют 89% и выше) оценено с $\delta < 30\%$ комплексом зондов с ИК. Достоверность оценки для водоносных пластов ниже (Σh составляет 69% и выше). Наихудшие результаты, получены для комплекса БКЗ.

Рекомендуемый комплекс БКЗ + ИК является самым оптимальным из имеющихся комплексов, но он тоже не лишен недостатков. Имеют место завышения ρ_{Π} в водоносных пластах, отмечаются и другие ошибки. Данный комплекс неприемлем для определения ρ_{Π} в мало-мощных плотных пластах, так как пересечений модулей условных сопротивлений по зондам не отмечается и ρ_{Π} определяется по одному методу ИК, следовательно, ρ_{Π} занижено. Для высокоомных продуктивных пластов с $\rho_{\Pi} > 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ значение ρ_{Π} по комплексу зондов с ИК также может быть занижено из-за слабой разрешающей способности ИК при такой проводимости. Для многих пластов наиболее достоверно ρ_{Π} определено по БКЗ. Например, мощные одиночные пласты с $h > 4 \text{ м}$ с индексом варианта обработки $J_B = 002$. Для таких пластов количество случаев, в которых ρ_{Π} определено с $\delta \leq 5\%$, больше чем для комплексов, включающих ИК.

Необходимо разработать программу для классификации пластов. Например, по определенным признакам должны выделяться одиночные пласты с однородной вмещающей средой, для которых удельное сопротивление определяется по БКЗ. В маломощных плотных коллекторах ρ_{Π} должно определяться по комплексам с ИК, в пластах-ступенях по комплексу с ИК, в плотных пластах по БКЗ и т.д.

Таким образом, в дальнейшем необходимо предусмотреть возможность сопоставления определений удельных сопротивлений по данным различных комплексов, так как эффективность методов при определении ρ_{Π} в различных условиях неодинакова.

Программа 4. Преобразование трансформированной кривой ПС в кривую $\alpha_{\Pi C} - ALFA$.

Программа ALFA вычисляет исправленную трансформированную кривую относительного параметра ПС ($\alpha_{\Pi C}$) по палеткам поправочных коэффициентов и результатам: 1) трансформации исходной кривой ПС, представленной в виде массивов значений подошв пластов и существенных значений ПС (результат работы программы ОГ); 2) данных о

Суммарная мощность пластов, в которых ρ_n определен с $\delta < 30\%$, $\delta > 30\%$, $\delta > 50\%$

Индекс пластов	Комплекс исследований	Характер насыщения	$\Sigma h, \text{ м}$	$\Sigma h, \text{ м}$					
				$\delta < 30\%$		$\delta > 30\%$		$\delta > 50\%$	
				м	%	м	%	м	%
АС _{9-II}	БКС	Все пласты	666,0	68,0	213,0	32,0	92,4	13,7	
		Нефтеносные	357,0	75,1	101,8	28,5	61,2	17,0	
		Водоносные	309,0	64,0	111,2	36,0	31,2	10,0	
АС	Комплекс с ИК	Все пласты	462,2	79,0	98,2	21,0	28,0	6,0	
		Нефтеносные	231,2	88,7	26,2	11,3	9,0	3,9	
		Водоносные	230,8	69,0	72,0	31,0	19,0	8,2	
БС	Комплекс с ИК	Все пласты	490,8	88,0	59,6	12,0	16,8	3,4	
		Нефтеносные	302,0	92,3	23,4	7,7	6,2	2,0	
		Водоносные	188,8	81,0	36,2	19,0	10,6	5,6	
АВ _{I-2} Ю	Комплекс с ИК	209,0	98,3	3,6	1,7	0	0		

разреze по сопротивлению. Программа реализует алгоритм, широко опробованный в рамках системы "Каротаж" [18].

Анализ определения α_{nc} показал следующее. Сопоставление проведено по десяти скважинам пластов типа АС и БС ($n = 157$ пластов). Включены все пласты с различной мощностью. Значения α_{nc} определены с $\delta \leq 5\%$ в 25% случаев, с $\delta \leq 10\%$ в 54% случаев, с $\delta \leq 20\%$ в 80% случаев.

По девяти скважинам пластов типа АВ_{I-2} и Ю ($n = 103$ пласта), параметр α_{nc} определен с $\delta \leq 20\%$ в 74% случаев, с $\delta \leq 25\%$ - в 80% случаев.

Причины расхождений в определяемых значениях α_{nc} обусловлены в основном различиями алгоритмов определения исправленной амплитуды, так как при ручном способе определения параметра поправки за влияние $\rho_n, \rho_{3n}, D/d$ не вносились. Особенно существенные различия в определении значений α_{nc} отмечаются для одиночных пластов-коллекторов, залегающих среди глин, имеющих геофизические характеристики, отличные от пласта. Например, пласт АС в интервале 1975-1977,2 м имеет $a_v = 29,5 \text{ мВ}$, а после внесения поправки $a_v = 6 \text{ мВ}$.

Пример внесения поправки.

Исходные данные

h	d	ρ_n	ρ_{3n}	D/d	$\rho_{вм}$	ρ_c	a_v	a_{v+1}	a_{v-1}
1,4	0,19	2,6	14,2	8	3,25	2,4	29,5	85,5	87,5

$$a'_v = 29,5; \frac{87,5 + 85,5}{2} = -57,5 \text{ мВ}; a_v^{исп} = 86,5 - \frac{57,5}{\beta}$$

Определение результирующей поправки β :

$$\frac{\rho_{3n}}{\rho_c} = \frac{14,2}{2,4} = 5,91; D/d = 8; \frac{\rho_{вм}}{\rho_c} = \frac{3,25}{2,4} = 1,35; \beta' = 0,49;$$

$$h/d = \frac{1,4}{0,19} = 7,3; \beta'' = 0,5; \frac{\rho_{3n}}{\rho_n} = 5,46; \beta = 0,715;$$

$$a_v^{исп} = 86,5 - \frac{57,5}{0,715} = 86,5 - 80,4 = 6,1 \text{ мВ}$$

Расхождения в определенных значениях параметра α_{nc} могут быть также из-за различия в выборе опорных горизонтов при ручном способе и программном.

Программа 5. Трансформация кривых РК и снятие существенных значений - *CATRM*.

Программа предназначена для трансформации кривых любых модификаций радиоактивного каротажа. Выделяются границы однородных интервалов (пластов), оцениваются существенные значения параметра в пределах выделенных интервалов (вносится поправка за мощность пласта и условия записи) и определяется погрешность этой оценки.

Прототип программы реализован в системе "Каротаж". Отличие состоит в усовершенствовании принципов выделения и оценки параметров маломощных пластов со слабыми перепадами интенсивности на границах, а также пластов, лежащих в пределах переходной зоны. Алгоритм анализирует различные модельные ситуации, возникающие на границах. Схема алгоритма сохраняет последовательность операций, выполняемых интерпретатором, но выполнение этих операций осуществляется с помощью статистического анализа диаграммы, что вручную практически не реализуемо.

Программа 6. Логическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов с гранулярной пористостью - *LITOL*.

Программа предназначена для выделения основных литотипов (глинистые породы, плотные породы). Интерпретация комплекса исходных каротажных диаграмм и результатов их трансформации предусматривает:

расчленение разреза скважины по комплексу методов (параметров) ГИС диагностических кодов;

уточнение литологической характеристики (индексов) маломощных пластов, залегающих между пластов глин и коллекторов (или между пластов плотной породы и коллекторов);

оценку успешности решения задачи (процент пластов с неопределенной литологической характеристикой).

Прототип программы использован в системе "Каротаж". Количество используемых граничных значений, как состав комплекса ГИС, не является детерминированным и выбирается в соответствии с задачами интерпретации данных ГИС. В частности, для разрезов Западной Сибири использованы методы НК-Т, ГК, ДС, МКЗ, ПС.

Программа 7. Определение модальных значений по диаграммам РК - *MODA*.

Программа определяет в интервале обработки модальное значение показаний РК, в частности, метода НК-Т и ГК. Модальное значение определяется по гистограмме, сформированной из последо-

вательности существенных значений в малоглинистых пластах-коллекторах с весами, равными мощности пласта. Для этих пластов необходимо выполнение следующих условий: значение $\alpha_{nc} \geq 0,8$ и интервал пластов ниже ГНК. Возможно задание модальных значений оператором. Полученному вероятному значению ставится в соответствие вероятное водородосодержание ω_{Σ}^M (для НК-Т) или двойной разностный параметр $\Delta J_{ГК}^M$ (для ГК), характерный для данного разреза.

Программа 8. Определение суммарного водородосодержания по данным нейтронных методов - *HYDRO*.

Программа определяет ω_{Σ} по результатам обработки НК (НК-Т, НК) ГК и ДС. Могут обрабатываться данные, полученные разными типами аппаратур: ТРКУ, Р-3, СП-62, ДРСТ-I; 3; 3М в скважинах диаметром от 150 до 300 мм и минерализации жидкости от 0 до 300 г/л *NaCl*.

Все экспериментальные связи представлены кубической параболой типа

$$y = A_0 x^3 + A_1 x^2 + A_2 x + A_3,$$

где, коэффициенты аппроксимации $A_{0,1,2,3}$ вычисляются предварительно по специальной программе и задаются в виде массивов числовых констант. Общее водородосодержание определяется по экспериментальным кривым зависимости двойного разностного параметра

$$q = \frac{J_1 - J_{100}}{J_1 - J_{100}}$$

от параметра ω_{Σ} [3]. В случаях отклонения величины диаметра скважины от номинального в значение ω_{Σ} вносится соответствующая поправка, а также поправка за минерализацию жидкости в системе скважина-пласт.

Программа 9. Определение двойного разностного параметра по ГК - *ГАММА*.

Программа вносит ряд поправок в кривую ГК и рассчитывает величину $\Delta J_{ГК}$ по методу двух опорных пластов.

В основу алгоритма интерпретации положено методическое руководство, разработанное на кафедре МИНХИТИ им. Губкина [5].

Программа 10. Определение открытой пористости, рассеянной и слоистой глинистости - *PORCL*.

Программа реализует алгоритм, описанный в разделе 4 для определения величин $C_{ГТ}$, $C_{ГР}$, $K_{ПСК}$, $C_{ГТ}^{испр}$, $K_{П}$. Возможен режим

1980

работы программы при отсутствии данных РК. Настройка на такой режим осуществляется заданием в таблице информации по скважине (ТИ) соответствующего признака. В этом случае осуществляется вызов из массы сводных исходных данных (СИД) по объекту модальных значений $C_{гр}$, $C_{гг}$ и $K_{пск}$. Вызов их осуществляется в пластах в зависимости от градаций $\alpha_{лс}$.

Программа II. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности и определение линейного запаса нефти и газа по объектам - ZAPAS.

Программа предназначена для определения величины $K_{нг}$, уточнения отметки ВНК в объекте, определения линейных запасов нефти и газа. На выходе программы имеется окончательный массив пластов конкретного объекта, завершающий работу всего графа определения подсчетных параметров, в частности:

Z - отметки подошвы пласта, м;

IL - литологического индекса, б/м;

$C_{ггпс}$ - объемного содержания слоистой глинистости, определенного по ПС, %;

$W_{нг}$ - объемной нефтегазонасыщенности, %;

V_H - средневзвешенного по мощности линейного запаса нефти, отн.ед.;

V_G - средневзвешенного по мощности линейного запаса газа, отн.ед.

характеристик насыщения (газ, нефть, вода).

Пример определения подсчетных параметров по данным ГИС по пласту типа Б₈₋₆ приведен в табл.5. Комплекс стандартных методов ГИС, использованных при обработке данных РК и ЭК, представлен на рис.9. Как видно из таблицы, пласты песчаников в интервалах 2193,2-2197,8 м и 2199,8-2212,8 м оценены нефтеносными, интервал 2212,8-2215,8 м оценен как переходная зона. Пласты песчаников в остальных интервалах водоносны. ВНК отмечается на глубине 2212,8 м. Результаты интерпретации подтверждены данными опробования. Пласт в интервале 2199,6-2209,6 м дал приток нефти.

Анализ определения подсчетного параметра, такого как $h_{эф}$, дает следующие результаты.

Сопоставление h и $h_{эф}$, определенных по данным ЭВМ и ручной обработки, проведено по 21 скважине пластов типа АС₉₋₁₁, по 10 скважинам пластов типа АС, БС и по 10 скважинам пластов типа АВ₁₋₂, Ю. Результаты сопоставлений приведены в табл.6. Как видно

02919

Т а б л и ц а 5

Результаты определения подсчетных параметров по данным ГИС.

Пласты типа Б₈₋₆
ВНК - 2212,8; ГНК - 0; кровля - 2189,0; подошва - 2245,0 м

№ п/п	Z, м	h, м	h _{эф} , м	АПС отн. ед.	ЛПК отн. ед.	W _н , %	IL	C _{ггпс} , %	C _{гр} , %	K _{лп} , %	K _н , %	K _г , %	M _{нг} , %	V _H отн. ед.	Характер насыщения
1	2198,2	2,6	4,0	0,22	0,55	24,4	2,0	0	0	0	0	0	0	0	нефть
2	2194,2	1,0	7,4	0,56	0,37	24,4	1,0	10,0	5,0	21,0	60,0	0	12,6	0,126	нефть
3	2197,8	3,6	7,4	0,94	0,16	22,1	1,0	0	4,9	21,7	56,7	0	12,3	0,443	нефть
4	2198,0	0,2	7,4	0,00	0,00	0	2,0	0	0	0	0	0	0	0	
5	2198,2	0,2	4,0	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	2199,8	1,6	4,0	0,21	0,32	23,3	2,0	0	6,7	20,3	56,5	0	11,4	0,32	нефть
7	2202,6	2,8	7,7	0,85	0,11	21,0	1,0	0	0	13,3	23,8	0	3,2	0,025	нефть
8	2203,4	0,8	10,6	4,69	0,00	13,3	1,0	0	4,4	22,1	57,6	0	12,7	0,713	нефть
9	2209,0	5,6	7,4	0,85	0,12	22,4	1,0	6,8	2,1	19,5	52,0	0	10,1	0,122	нефть
10	2210,2	1,2	7,4	0,67	0,06	20,4	1,0	0	6,1	20,8	57,1	0	11,9	0,303	нефть
11	2212,8	2,6	7,4	0,86	0,16	21,4	1,0	0	0	0	0	0	0	0	вода
12	2214,2	1,4	4,3	0,86	0,00	16,0	5,0	0	0	28,6	47,8	0	0	0	вода
13	2215,8	1,6	2,8	0,88	0,36	28,5	1,0	0	0	21,3	5,7	0	0	0	вода
14	2216,8	1,0	2,4	1,00	0,00	21,4	1,0	0,3	0	0	0	0	0	0	вода
15	2218,0	1,2	2,4	0,12	0,87	20,2	2,0	0	0	0	0	0	0	0	вода

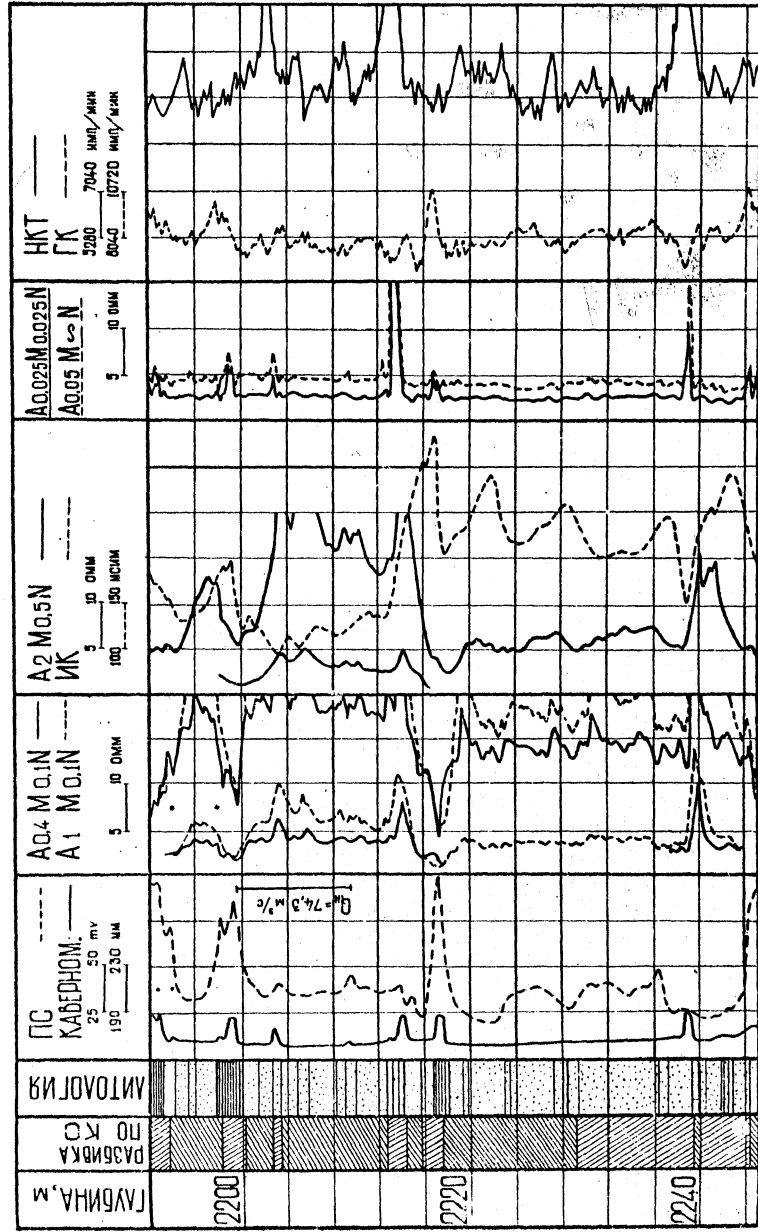


Рис. 9. Комплекс стандартных методов СМ, использованных при обработке на ЭВМ I - глина; 2 - известняк; 3 - песчаник; 4 - неопределенность; 5 - граница, заданная интерпретатором

Таблица 6

Сопоставление суммарной мощности коллекторов в объектах по данным ЭВМ и ручной обработки

Кол-во скважин	Индекс пачки	Σh, м		Σh _{эф.} м		δh, %	δh _{эф.} %
		ЭВМ	Главтюмень-геология	ЭВМ	Главтюмень-геология		
2I	AC-9	166,2	168,6	142,6	145,6	-1,4	-2,0
2I	AC-10	316,2	321,2	200,0	205,0	-1,5	-2,4
14	AC-II	182,2	180,4	12,4	11,6	+1,0	+6,9
10	AC	264,6	255,0	161,8	159,4	+3,7	+1,5
10	BC	226,2	230,0	141,0	142,4	-1,6	-0,1
6	AB-I	55,4	50,4			+10,0	
6	AB-2	106,6	108,2			-1,45	
9	Ю	47,4	48,8			-2,9	

из табл.6, по пластам типа AC_{9-II} h определены с δ ≤ 10% в 90% случаев, h_{эф} в 74% случаев; с δ ≤ 15% значения h - 95%, h_{эф} - 84% случаев. По пластам AC, BC с δ ≤ 10% значения h определены в 75% случаев; значения h_{эф} - 65%; с δ ≤ 15% значения h - 95%, h_{эф} - 94% случаев.

В целом по пластам: AC_{9-II} - суммарная мощность коллекторов (Σh) по данным ЭВМ занижена на 5,6 м (-0,8%), Σh_{эф} занижена на 7,2 м (-2%); AC, BC - Σh по данным ЭВМ завышена на 5,8 м (+1,2%), Σh_{эф} - завышена на 1 м (0,3%); AB I-2, Ю - Σh завышена на 2 м (+0,9%). Распределение относительных погрешностей в определении h по объектам приведено в табл.6.

В основном различия в эффективных мощностях возникают из-за того, что определение интерпретационных параметров на ЭВМ осуществляется с помощью методик, учитывающих большее количество поправок на скважинные и аппаратные условия, что является трудоемким процессом при ручной интерпретации.

З а к л ю ч е н и е

Проведенный в обзоре анализ методик определения подсчетных параметров полимиктовых коллекторов нижнемеловых отложений, выявил высокую эффективность сочетания детерминистского и статистического

1980

21. ШИУРМАН Т.А., ИТЕНБЕРГ С.С. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики. Ростов, Университет, 1979. - 237 с.

22. ЭЛЛАНСКИЙ М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. М., Недра, 1978. - 215 с.

23. ЯДЕРНАЯ геофизика при исследовании нефтяных месторождений. М.: Недра, 1978. - 359 с. Авт.: Ф.А.Алексеев, И.В.Головацкая, Ю.А.Гулин и др.

24. FERTL W.H. Shaly Sands Analysis in Development Wells. A 12, 16-th. Annu. Log. Symposium, June, 1975.

25. HESTOP A. Porosity in Shaly-Sands. F 12, 16-th. Annu. Log. Symp., New Orleans, Louisiana, June, 1975.

26. KWAN B.S., RICKETT G.R. A New Rock Structure Model and Pore Structure Interrelation Ships. Annu. Log. Symp., N 16, 1975.

27. THOMAS E.C., STIEBER S.I. The Distribution of Shale in Sandstones and its Effect upon Porosity. Annu. Log. Symp., N 16, 1975.

С о д е р ж а н и е

Введение	I
I. Анализ основных методологических подходов к геологической интерпретации ГИС	2
2. Петрофизическая модель песчано-глинистой породы	13
3. Входные параметры методики	17
3.1. Петрофизические параметры, определяемые по данным анализа керна	18
3.2. Параметры, определяемые по данным ГИС	20
4. Определение коэффициента открытой пористости, рассеянной и слоистой глинистости и нефтегазонасыщенности	22
4.1. Определение пористости по сокращенному комплексу ГИС (без РК)	25
4.2. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	25
4.3. Раздельное определение коэффициентов нефте- и газонасыщенности	27
5. Оценка достоверности подсчетов параметров	29
6. Реализация методики комплексной интерпретации данных ГИС на ЭЕМ	32
Заключение	45
Литература	46

Л.Н.Басин, В.А.Новгородов,
М.Г.Злотников, А.Я.Фельдман,
А.А.Чередниченко

Методы радиоактивного и электрического каротажа
при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых
полимиктовых разрезах

Редактор В.М.Бондаренко
Технический редактор И.Г.Орлова
Корректор Н.А.Морякова

Подписано к печати	21/XII 1983 г.	Т 22697
Формат 60×84/16	Печ. л. 3,25	Уч.-изд. л. 3,0
Тираж 1079 экз.	Заказ 1930	Цена 60 коп.

Отделение НТИ ВИЭМС, 123853 Москва, 3-я Магистральная, 38.
ОПЛОП ВИЭМС, 123242 Москва, Б. Грузинская, 4/6