

В.Н. Косков

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
СКВАЖИН**

Министерство образования Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
Пермский государственный технический университет

В.Н. Косков

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Утверждено Редакционно-издательским советом
Пермского государственного технического университета
в качестве учебного пособия

Пермь 2005

УДК 550.832
К 71

Рецензенты:

Доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры ГНГ
А.В. Растегаев
(Пермский государственный технический университет);
Доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геофизических исследований *О.Л. Горбушина*
(Пермский государственный университет)

Косков В.Н.

К 71 Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.

Рассмотрены основы петрофизики горных пород. Описаны физическая сущность и области применения методов геофизических исследований скважин (ГИС). Приведены основы интерпретации промыслово-геофизических материалов для литолого-стратиграфического расчленения разрезов скважин, межскважинной корреляции, выделения. Рассмотрены возможности сведения по использованию персональных компьютеров и программных технологий при обработке данных ГИС и возможности использования результатов обработки материалов ГИС при проектировании и контроле процессов разработки нефтегазовых месторождений. Описаны методы изучения технического состояния скважин.

Приведены перечень вопросов для самоподготовки студентов, указания по выполнению лабораторных и курсовых работ, список используемой литературы.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов специальности «Геология нефти и газа» и других геологических специальностей.

УДК 550.832

© Пермский государственный
технический университет, 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	4
1. Основы петрофизики горных пород	5
1.1. Коллекторские свойства горных пород	6
1.2. Электрические, радиоактивные, акустические и другие свойства горных пород	14
2. Геофизические методы исследования скважин	26
2.1. Электрические методы исследования скважин	27
2.2. Радиоактивные методы каротажа	41
2.3. Акустические и другие неэлектрические методы исследования скважин	49
2.4. Промыслово-геофизическое оборудование	55
3. Геологическое истолкование результатов и комплексная интерпретация материалов ГИС	58
3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин и межскважинная корреляция	60
3.2. Оперативная и сводная интерпретация данных ГИС	65
3.3. Выделение коллекторов, определение характера их насыщения и установление ВНК и ГЖК	68
3.4. Определение пористости и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС	73
3.5. Решения геологических задач при машинной обработке материалов ГИС	77
4. Геофизические методы контроля разработки нефтегазовых месторождений и изучение технического состояния скважин	94
4.1. Геофизические методы контроля разработки нефтегазовых месторождений и исследования действующих скважин ...	95
4.2. Изучение технического состояния скважин с помощью инклинометрии, наклонометрии и кавернометрии	104
4.3. Контроль качества цементирования скважин	106
4.4. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин	112
Библиографический список	113
Рекомендации по выполнению лабораторных и курсовых работ	116
Образец выполнения лабораторной работы	119
Образец титульного листа курсовой работы	122

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной и газовой промышленности бурение скважин производят не только для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья, но и для их разработки. В целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля за режимом разработки месторождений проводятся геофизические исследования скважин (ГИС), называемые также промысловой геофизикой.

Задачами геофизических исследований скважин являются определение их роли в комплексе геолого-геофизических работ, ознакомление с основными физическими свойствами горных пород и с физическими основами методов скважинных наблюдений, алгоритмами геологической обработки и интерпретации данных ГИС и основными элементами аппаратуры и оборудования для геологического изучения разрезов скважин в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

Изучение геологического разреза скважины заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических свойств, наличия и количественного содержания в недрах полезных ископаемых. Изучение разреза возможно путем отбора и анализа керн. Однако керн не всегда удается извлечь из нужного интервала разреза скважины (неполный вынос керн), а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керн и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Вместе с тем некоторые физико-химические свойства пород (электропроводность, электрохимическая активность, радиоактивность, температуропроводность, упругость и др.) поддаются изучению непосредственно в скважине в условиях их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Такие исследования, заменяющие частично или полностью отбор керн, названы *каротаж*. Их результаты изображаются в виде диаграммы изменения физических свойств пород вдоль скважин – каротажных диаграмм. В зависимости от изучаемых свойств горных пород известны следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, термический, акустический и др.

Результаты каротажа позволяют дать геологическое описание разреза скважины. Данные ГИС являются исходными для изучения геологического строения всего месторождения и региона в целом, а также для подсчета запасов и проектирования рациональной системы разработки нефтегазовой залежи. Геофизические данные являются в настоящее время основными и служат для оценки коллекторских свойств пород и степени их насыщения нефтью, газом или водой. Отбор керн в таких скважинах доводится до оптимального минимума, а в тех случаях, когда разрез месторождения хоро-

шо изучен, бурение ведется без отбора керна. Однако полностью отказаться от него, особенно в разведочных скважинах, нерационально, так как данные о пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщенности и других свойствах, полученных при анализе керна, зачастую являются исходными для построения петрофизических зависимостей и корректировки результатов обработки материалов ГИС.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает в себя комплекс геофизических исследований в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи для изучения процесса вытеснения нефти в пласте и закономерностей перемещения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Изучение технического состояния скважин производится в процессе их бурения, перед вводом в эксплуатацию, в период эксплуатации. Во время бурения инклинометром определяют искривление ствола скважины, каверномером – ее диаметр, резистивиметром и электрическим термометром – места поступления жидкости из пласта в скважину и поглощения промывочной жидкости. Перед вводом скважины в эксплуатацию изучаются техническое состояние колонны на герметичность и качество цементирования. В эксплуатационных скважинах контроль их технического состояния предусматривает выявление мест нарушения герметичности цементного кольца, нарушений сцепления цемента с колонной и породой, вызывающих возникновение затрубной циркуляции жидкости.

К ГИС также принято относить прострелочно-взрывные работы, опробование пластов приборами на кабеле, отбор керна боковыми грунтоносами, перфорацию колонн при вскрытии пластов, обсаженных трубами, торпедирование. Связь этих работ с геофизическими исследованиями объясняется тем, что для их выполнения применяется то же оборудование, что и при ГИС. В эксплуатационных и нагнетательных скважинах с открытым забоем с помощью пороховых генераторов давления и торпедирования производят разрыв пласта, повышая тем самым его отдачу или приемистость. Поэтому ГИС в настоящее время являются неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке нефтегазовых месторождений.

1. ОСНОВЫ ПЕТРОФИЗИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств: пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др. Наука, занимающаяся изучением физических свойств горных пород и установлением

численной взаимосвязи различных параметров, называется петрофизикой. Для того чтобы в дальнейшем уяснить физическую сущность методов ГИС, в настоящем курсе даются некоторые представления об основах петрофизики горных пород, позволяющие освежить в памяти сведения, полученные при слушании курса «Петрофизика горных пород» [14, 23].

1.1. Коллекторские свойства горных пород

Пористость. Под пористостью горной породы понимается совокупность пустот (пор) между частицами ее твердой фазы в абсолютно сухом состоянии. Пористость в основном определяет содержание в породах жидкостей и газов и является одним из основных параметров, характеризующих их коллекторские свойства. Поры горных пород могут быть различны по происхождению, форме, размерам и внутренней взаимосвязи [12, 23].

Формы и размеры отдельных пор, характер их распределения в породах и соотношение объема пор различных размеров, их взаимосвязь, извилистость и удельная внутренняя поверхность поровых каналов определяют структуру порового пространства породы.

По своей форме поры пород крайне разнообразны и могут быть близкими к ромбоидальным и тетраэдрическим, щелевидным, каверновидным, трещиновидным, каналовидным, ячеистым, пузырчатым и др. (рис.1).

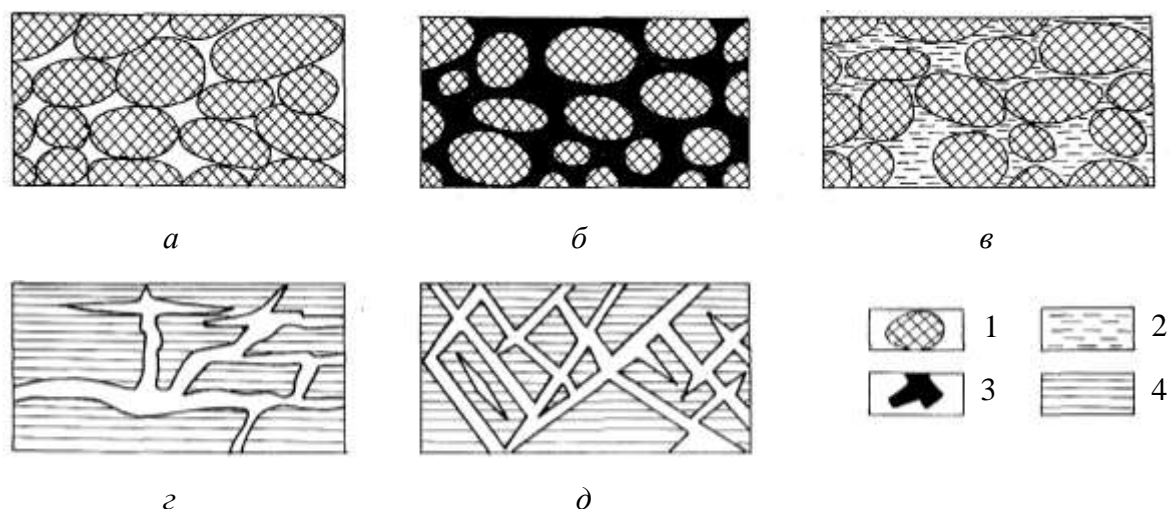


Рис. 1. Типы пористости пород: межзерновая пористость: *a* – с хорошо отсортированными зернами; *б* – с хорошо отсортированными зернами и цементирующим веществом в промежутках между ними; *в* – глинистый песчаник с рассеянным глинистым материалом. Пористость: *г* – трещинно-каверновая; *д* – трещинная. 1 – зерна; 2 – глинистые частицы; 3 – цементирующий материал; 4 – блоковая часть породы

По размерам поры условно подразделяются на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. К сверхкапиллярным относятся поры радиусом 0,1 мм и выше. Движение жидкостей и газов в них происходит под

действием силы тяжести или напора по обычным для трубчатого канала законам гидродинамики. Капиллярные поры имеют просвет от 0,0002 до 0,1 мм. Движение жидкостей и газов в них осуществляется при участии капиллярных сил и возможно лишь тогда, когда силы тяжести и напора значительно превосходят силы молекулярного взаимодействия между фильтрующимся флюидом и поверхностью канала фильтрации. Размер субкапиллярных пор составляет меньше 0,0002 мм. Вследствие малого расстояния между стенками субкапиллярных каналов жидкость в них находится в сфере действия молекулярных сил и при градиентах давлений, наблюдаемых в природе, перемещаться не может. Породы, имеющие в основном субкапиллярные поровые каналы, не являются коллекторами (глины, глинистые сланцы, сильноглинистые разности терригенных пород и др.).

Трещинная пористость классифицируется по раскрытости трещин аналогично рассмотренной выше схеме. Трещины сверхкапиллярны, если ширина их раскрытости больше 0,25 мм, капиллярны при ширине от 0,0001 до 0,25 мм, субкапиллярны при ширине менее 0,0001 мм. Иногда выделяются макротрещины и микротрещины. Первые имеют раскрытость больше 0,1 мм, вторые – от 0,01 до 0,1 мм.

Одна и та же порода может содержать поры различных размеров. Их соотношение и распределение по объему в кластических породах зависит от отсортированности, плотности укладки и формы породообразующих частиц. По своей морфологии (форме и происхождению) поры горных пород принято делить на межзерновые (гранулярные), трещинные и каверновые.

Коэффициент пористости горных пород и влияние на него различных факторов. Поры горных пород могут быть взаимосвязанными и изолированными. Первые соответствуют открытой, а вторые – закрытой части порового пространства породы. Общая (абсолютная) пористость породы равна суммарному объему открытых и закрытых пор. Количественно пористость оценивается коэффициентом, численно равным отношению объема пор $V_{\text{пор}}$ к объему образца породы $V_{\text{обр}}$, и выражается в долях единицы или процентах. Для оценки внутренней взаимосвязи пор используют:

коэффициент общей пористости

$$K_{\text{п}} = V_{\text{пор.общ}} / V_{\text{обр}},$$

где $V_{\text{пор.общ}}$ – общий объем пор в образце породы;
коэффициент открытой пористости

$$K_{\text{п.о}} = V_{\text{пор.о}} / V_{\text{обр}},$$

где $V_{\text{пор.о}}$ – объем открытых пор в образце породы;

коэффициент закрытой пористости

$$K_{п.з} = V_{пор.з} / V_{обр},$$

где $V_{пор.з}$ – объем закрытых пор в образце породы.

Статистическая полезная емкость пород-коллекторов определяется объемом пор, которые могут быть заняты нефтью или газом. Величина этой пористости характеризуется коэффициентом эффективной пористости

$$K_{п.эф} = (V_{пор.о} - V_{пор.св}) / V_{обр}$$

или

$$K_{п.эф} = (1 - K_{в.св}) K_{п.о},$$

где $V_{пор.св}$ – объем порового пространства, занятый связанной водой; $K_{в.св}$ – коэффициент связанной водонасыщенности.

При подсчете запасов нефти и газа используется средневзвешенное значение коэффициента пористости, рассчитываемое по формуле

$$K_{п.ср} = \frac{\sum(K_{п.i} h_i S_i)}{\sum(h_i S_i)},$$

где h_i , S_i и $K_{п.i}$ – соответственно мощность, площадь и коэффициент пористости отдельных участков пласта-коллектора.

Для пород с жесткой связью частиц в определении общей пористости $K_{п}$ наряду с межзерновой первичной пористостью $K_{п.м}$ значительную роль играют поры вторичного происхождения $K_{п.вт}$ – трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Коэффициент общей пористости в таких породах

$$K_{п} = K_{п.м} + (1 - K_{п.м}) K_{п.вт},$$

откуда коэффициент вторичной пористости

$$K_{п.вт} = (K_{п} - K_{п.м}) / (1 - K_{п.м}).$$

В зависимости от преобладающего типа пористости выделяют породы с межзерновой пористостью (поровые), трещиноватые, кавернозные или порово-кавернозно-трещиноватые (смешанные).

Величина пористости обломочных пород зависит от формы и размера породообразующих частиц, степени их отсортированности, сцементированности и уплотненности. Породы с низкой пористостью (меньше 5 %) при отсутствии трещин и каверн обычно не являются промышленными коллекторами и пород с пониженной пористостью $K_{п} = 5-10$ %, со средней пористостью 10–15 %, с повышенной 15–20 %. Высокопористыми считаются породы с $K_{п} > 20$ %. Увеличение глинистого и другого по вещественному составу цементирующего материала снижает пористость пород.

Водонасыщенность и нефтегазонасыщенность. Содержание воды в горных породах характеризует их влажность, а способность пород удерживать в себе то или иное количество воды в определенных условиях – влагоемкость. В естественных условиях поровое пространство пород-коллекторов может быть заполнено водой полностью или частично. В последнем случае оставшаяся его часть может быть заполнена нефтью или газом. Количественное содержание воды (нефти, газа) и ее состояние в породах существенно влияет на формирование их физических свойств и как следствие – из показания электрических, нейтронных и других методов ГИС.

Вода, содержащаяся в породах, в зависимости от характера ее взаимодействия с твердыми частицами имеет различное состояние и подразделяется на связанную и свободную. Содержание связанной воды в породах обусловлено химическими и физико-химическими (адсорбционными) процессами. В связи с этим различают химически связанную и адсорбционно связанную воду.

Содержание связанной воды определяется минеральным составом и степенью дисперсности (удельной поверхностью) ее твердой фазы. Величина последней в значительной мере зависит от глинистости. В связи с этим более глинистые породы характеризуются и большим содержанием связанной воды. К свободной (подвижной или извлекаемой) воде относят воду, которая не подвержена действию адсорбционных сил и способна сравнительно легко передвигаться в порах и пустотах пород под действием гравитационных сил или напора. Содержание связанной воды в поровом пространстве пород оценивается коэффициентом связанной водонасыщенности

$$K_{в.св} = V_{в.св} / V_{пор},$$

где $V_{в.св}$ – объем связанной воды, соответствующий доле объема пор, занятого связанной водой; $V_{пор}$ – общий объем пор породы.

Связанная и условно подвижная вода обуславливает остаточную водонасыщенность, характеризуемую коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{в.ост}$.

Количество подвижной (извлекаемой) воды оценивается коэффициентом подвижной водонасыщенности

$$K_{в.подв} = V_{в.подв} / V_{пор} = 1 - K_{в.ост},$$

а общее содержание воды в поровом пространстве – коэффициентом $K_{в}$ водонасыщенности

$$K_{в} = V_{в} / V_{пор} = K_{в.подв} + K_{в.ост} = K_{в.подв} + K_{в.усл.подв} + K_{в.св}.$$

На практике часто содержание подвижной и условно подвижной воды рассматривается совместно и характеризуется коэффициентом $K_{в.эф}$ эффективной водонасыщенности

$$K_{в.эф} = V_{в.эф} / V_{пор} = 1 - K_{в.св} = K_{в.подв} + K_{в.усл.подв}.$$

В поровом пространстве пород-коллекторов наряду с водой может содержаться нефть и газ. При этом количественное соотношение и характер распределения воды, нефти и газа в поровом пространстве могут быть различными. Распределение нефти (газа) и воды в порах зависит от того, гидрофильна или гидрофобна порода.

Твердая фаза осадочных пород сложена в основном гидрофильными минералами, что обуславливает распространение в природе преимущественно гидрофильных коллекторов. В общем случае

$$V_{н} + V_{г} + V_{в} = V_{пор};$$

$$V_{н} / V_{пор} + V_{г} / V_{пор} + V_{в} / V_{пор} = K_{н} + K_{г} + K_{в} = 1,$$

где $V_{н}$, $V_{г}$ и $V_{в}$ доли объемов порового пространства, занятые соответственно нефтью, газом и водой; $K_{н}$, $K_{г}$ и $K_{в}$ – коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности.

Нефть или газ, находящиеся в поровом пространстве породы, извлекаются лишь частично. В связи с этим различают коэффициенты извлекаемого и остаточного нефтенасыщения (газонасыщения), сумма которых равна $K_{н}$ ($K_{г}$):

$$K_{н} = K_{н.изв} + K_{н.ост}.$$

В частном случае для гидрофильной нефтенасыщенной породы

$$K_{н} + K_{в} = K_{н.изв} + K_{н.ост} + K_{в.подв} + K_{в.ост} = 1.$$

Если поры нефтеносной породы не содержат свободноподвижной воды ($K_{в.подв} = 0$), что чаще всего, то

$$K_{н} + K_{в} = K_{н.изв} + K_{н.ост} + K_{в.ост} = 1.$$

Глинистость горных пород. Глинистость осадочных пород – это их свойство содержать частицы с $d_{эф} < 0.01$ мм (реже с $d_{эф} < 0,001$ мм), т.к. частицы таких малых размеров особенно влияют на свойства осадочных пород. Глинистые частицы являются обломками глинистых минералов групп каолинита, монт-мориллонита, гидрослюды (иллита), обломками кварца, полевых шпатов, слюдистых и тяжелых минералов и содержат примеси лимонита, гематита, карбонатов, сульфатов (гипс), сульфидов (пирит, марказит) и других минералов. Размеры глинистых частиц, их ад-

сорбционные свойства и способность к набуханию неодинаковы у различных по составу глинистых минералов.

Свойство пород содержать совокупность глинистых частиц, занимающих пространство между более крупными зернами или разделяющих их между собой, называют рассеянной глинистостью в противоположность глинистости слоистой – свойству пород иметь в своем составе тонкие прослой глины.

Свойство пород содержать различную массу $M_{с.гл}$ (или объем $V_{с.гл}$) сухих глинистых частиц на их массу M_c (или объем V_c) в сухом состоянии оценивается удельной массовой глинистостью $k_{гл.м} = M_{с.гл} / M_c$ (или удельной объемной $k_{глм} = V_{с.гл} / V_c$). Отсюда

$$k_{гл.м} = \frac{V_{с.гл}}{V_c} = \frac{M_{с.гл}/\delta_{с.гл}}{M_c/\delta_c} = \frac{\delta_T(1-k_{п})}{\delta_{с.гл}} k_{гл.м}(1-k_{п}),$$

где δ_T , $\delta_{с.гл}$ и δ_c – плотности соответственно твердого, сухого глинистого компонента породы и сухой породы. Удельная массовая глинистость осадочных пород изменяется от нескольких единиц до 90 % и более.

Правильнее оценивать удельное объемное содержание набухающего глинистого компонента $k_{в.гл}$ во влажной породе по формуле

$$k_{в.гл} = V_{в.гл} / V_{в.п},$$

где $V_{в.гл}$ – объем влажной (набухающей) глины в объеме $V_{в.п}$ влажной породы.

Степень заполнения пространства между песчано-алевритовыми, карбонатными или другими зернами глинистым материалом характеризуется величиной относительной глинистости $\eta_{гл}$ – отношением объема $V_{с.гл}$ сухого глинистого компонента к сумме объемов $V_{пор}$ пор породы и $V_{с.гл}$ сухого глинистого компонента.

Плотность горных пород. Плотность δ – физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой в единице объема. Для практических целей часто используют относительную плотность. Для жидких и твердых веществ она устанавливается по отношению к плотности дистиллированной воды при 4 °С, для газов – по отношению к плотности сухого воздуха при нормальных условиях ($p = 101325$ Па, $T = 0^\circ$). Средняя плотность тел (в кг/м³) $\delta = M / V$.

Плотность достаточно тесно связана с физико-химическими свойствами горных пород и оказывает влияние на показания радиоактивных, акустических и других геофизических методов исследования скважин.

Удельный вес равен отношению веса тела к его объему и может быть определен как произведение плотности δ на ускорение свободного паде-

ния g . Следовательно, удельный вес является физико-химической характеристикой вещества, т.к. зависит от значений g .

Плотность твердой фазы δ_m пород зависит от плотностей составляющих ее минералов и их соотношения в единице объема этой фазы, которая может быть мономинеральной и полиминеральной. Предел изменений довольно широкий от 1,5 до $5 \cdot 10^3$ кг/м³ и более. В первом случае плотность породы совпадает с плотностью породообразующего минерала, во втором – определяется величиной средней взвешенной плотности минералов.

Жидкая фаза пород обычно бывает представлена пластовой водой или пластовой водой и нефтью. Плотность пластовых вод в свободном и рыхло связанном состояниях зависит в основном от химического состава, минерализации и температуры и изменяется в пределах $(0,95-1,2) \cdot 10^3$ кг/м³. Природные нефти характеризуются незначительным пределом изменения плотности. В нормальных условиях ($p = 0,1$ МПа, $T = 20$ °С) в зависимости от химического состава δ_n изменяется в пределах $(0,7-1,06) \cdot 10^3$ кг/м³. Повышенная плотность обычно свойственна окисленным нефтям с высоким содержанием асфальтенов и смол. Различие плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях учитывается с помощью объемного коэффициента. Если жидкая фаза состоит из воды и нефти, то ее плотность рассчитывается как средняя взвешенная величина

$$\delta_{ж} = \delta_{в} V_{в} + \delta_{н} V_{н},$$

где $\delta_{в}$ и $\delta_{н}$ – плотности воды и нефти; $V_{в}$ и $V_{н}$ – занимаемые водой и нефтью объемы в единице объема жидкой фазы.

Плотность природных газов δ_g в нормальных условиях зависит от их химического состава и обычно определяется отношением к плотности воздуха при тех же условиях. В отличие от твердой и жидкой фаз δ_g существенно зависит от температуры и давления.

Плотность пород $\delta_{п}$ зависит от содержания в единице объема породы твердой M_m , жидкой $M_{ж}$ и газообразной M_g фаз и соответственно их плотностей δ_m , $\delta_{ж}$, δ_g . Плотности отдельных фаз определяются следующим образом:

$$\delta_m = M_m / V_m; \delta_{ж} = M_{ж} / V_{ж}; \delta_g = M_g / V_g.$$

Отсюда плотность породы

$$\delta_{п} = M_{п} / V_{п} = (M_m + M_{ж} + M_g) / V_{п}.$$

Проницаемость горных пород. Свойство пород пропускать через себя жидкость, газы и их смеси при перепаде давлений называется *проницаемостью*. Проницаемость является мерой фильтрационной проводимости

породы. Ее подразделяют на физическую (абсолютную), фазовую (эффективную) и относительную.

Физическая проницаемость соответствует проницаемости породы при фильтрации через нее однородной жидкости или газа, химически инертных по отношению к твердой фазе, и количественно оценивается коэффициентом физической проницаемости $K_{пр}$. В уравнении Дарси $K_{пр}$ является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации V_f однородной жидкости (газа) и градиентом давления $\Delta p / L$:

$$V_c = K_{пр} \frac{\Delta p}{\mu L} = \frac{Q}{F}.$$

где Δp – перепад давления (в Па); L – длина пористой среды (в м); μ – динамическая вязкость жидкости (газа) [в Па·с]; Q – объемный расход жидкости (газа) в единицу времени (в м³/с) через сечение F (в м²) пористой среды. Отсюда коэффициент проницаемости (в м²)

$$K_{пр} = Q \mu L / F \Delta p.$$

За единицу проницаемости принимается проницаемость 1 м² такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкости 1 Па·с составляет 1 м³/с. Физически эта единица измерения проницаемости характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. Практической единицей измерения проницаемости является дарси, равная $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cong 1 \text{ мкм}^2$. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД).

Горные породы условно подразделяются на проницаемые ($K_{пр} = 10,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), полупроницаемые ($K_{пр} = 0,1 - 10,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) и практически непроницаемые ($K_{пр} \leq 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Физическая проницаемость коллекторов колеблется от $0,1 \cdot 10$ до $3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и более. Наибольшее распространение имеют коллекторы проницаемостью $(0,2 - 1,02) 10^{-15} \text{ м}^2$.

Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структура их порового пространства, характеризующаяся формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации.

Фазовая и относительная проницаемости. В нефтегазонасыщенных породах-коллекторах одновременно присутствуют две или три фазы (нефть-вода, газ-вода, газ-нефть-вода). Способность пород, насыщенных водонефтегазовыми смесями, проводить отдельно нефть, газ, воду называют фазовой (эффективной) проницаемостью, которая для каждого ком-

понента смеси ($K_{\text{пр.в}}$, $K_{\text{пр.н}}$ и $K_{\text{пр.г}}$) характеризуется коэффициентом проницаемости.

Отношение фазовой проницаемости к физической называют относительной проницаемостью ($K'_{\text{пр.в}} = K_{\text{пр.в}} / K_{\text{пр}}$; $K'_{\text{пр.н}} = K_{\text{пр.н}} / K_{\text{пр}}$; $K'_{\text{пр.г}} = K_{\text{пр.г}} / K_{\text{пр}}$), которую выражают безразмерной величиной в долях единицы или процентах. Фазовая и относительная проницаемости зависят от характера насыщения порового пространства породы, а также от физико-химических свойств пористых сред и компонентов насыщающих их смесей. Если часть пор занята какой-либо фазой, то совершенно очевидно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше.

1.2. Электрические, радиоактивные, акустические и другие свойства горных пород

Удельное электрическое сопротивление. Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью σ или величиной, ей обратной – удельным электрическим сопротивлением ρ ,

$$\rho = 1 / \sigma = RS / L,$$

где R – полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом); S – площадь поперечного сечения образца, м^2 ; L – длина образца, м.

Из формулы следует, что величина ρ измеряется в ометрах. Удельное электрическое сопротивление в 1 Ом·м равно полному сопротивлению в Ом 1 м^3 породы с основанием 1 м^2 и высотой 1 м, измеренному перпендикулярно к плоскости куба. Удельное сопротивление горной породы зависит от удельного сопротивления твердой фазы, жидкостей и газов, насыщающих поровое пространство, их объемного соотношения, характера распределения в породе и температуры.

Удельное сопротивление твердой фазы пород зависит от ее минералогического состава и температуры. Минералы весьма разнообразны по своему удельному сопротивлению, которое изменяется в широких пределах (10^{-6} – 10^{15} Ом·м). Однако основные минералы, образующие скелетную часть твердой фазы осадочных пород (кварц, полевые шпаты, кальцит, слюды и др.), характеризуются уд. электрическим сопротивлением от 10^{10} до 10^{15} Ом·м и практически не проводят электрический ток [12, 23].

Присутствие в скелетной части твердой фазы полупроводящих минералов (графит, пирит, магнетит и др.) снижает ее уд. сопротивление в зависимости от их количественного содержания и характера распределения. В природных условиях содержание в осадочных породах минералов повышенной электропроводности невелико и, как правило, не приводит к суще-

ственному изменению удельного сопротивления скелетной части. В связи с этим ее удельное сопротивление ρ принято считать практически бесконечным.

Пластовые поровые воды представляют собой растворы солей (электролиты) и относятся к классу ионных проводников. Их удельное сопротивление зависит от химического состава растворенных солей, концентрации и температуры. С увеличением общей концентрации солей удельное сопротивление растворов уменьшается. При этом электропроводность раствора приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из солей в отдельности. В пластовых водах обычно преобладает содержание хлористого натрия (70–95 %). Если содержание других солей не превышает 10 %, то на практике удельное сопротивление пластовой воды оценивается по общей концентрации, приравненной к концентрации NaCl. С увеличением температуры удельное сопротивление водных растворов закономерно уменьшается.

Для определения ρ_v обычно используется номограмма зависимости удельного сопротивления растворов NaCl от концентрации и температуры (рис. 2). Удельное сопротивление природных нефтей и газов во много раз

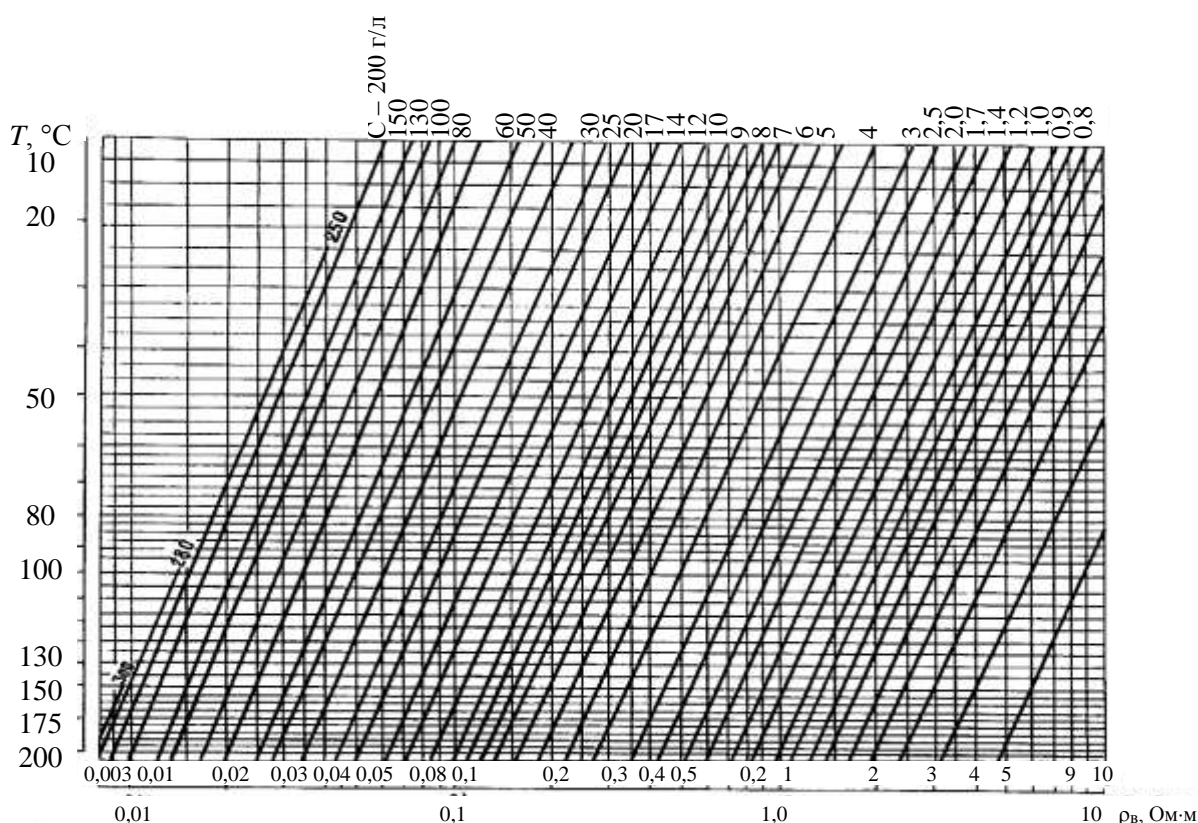


Рис. 2. Удельное сопротивление раствора NaCl при различной температуре

превосходит удельное сопротивление пластовых вод и соизмеримо с ρ скелетной части твердой фазы пород. Практически электропроводность нефтей и газов принимается равной нулю.

Удельное сопротивление неглинистых пород. Горные породы проводят электрический ток в основном за счет наличия в их поровом пространстве водных растворов солей. В связи с этим удельное сопротивление неглинистой породы $\rho_{вп}$ гранулярного строения, поры которой полностью насыщены водой, зависит $P_{в}$, ее количества и характера распределения в породе, определяемых соответственно коэффициентом пористости $K_{п}$ и структурой порового пространства.

Для исключения влияния удельного сопротивления пластовой воды для водонасыщенных пород принято рассматривать величину

$$P_{п} = \rho_{в.п} / \rho_{в},$$

называемую относительным сопротивлением. Для чистых (неглинистых) пород $P_{п}$ не зависит от удельного сопротивления насыщающих вод, а связано с величиной пористости и структурой порового пространства. В связи с этим его называют также и параметром пористости.

В нефтегазонасыщенной породе нефть или газ, частично замещая в поровом пространстве воду, повышают ее удельное сопротивление. В этих условиях $\rho_{нг}$ зависит от содержания в ее порах нефти, газа и воды, характера их распространения в поровом пространстве, минерализации пластовой воды, пористости и структуры порового пространства и т.п. Для полного или частичного исключения этих факторов, влияющих на величину $\rho_{нг}$ рассматривают отношение

$$P_{н} = \rho_{нг} / \rho_{вп} > 1,$$

где $\rho_{нг}$ – уд. сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью (газом) и остаточной водой; $\rho_{в.п}$ – уд. сопротивление той же породы при условии 100 %-ного заполнения ее пор водой.

Величина $P_{н}$ показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью или газом при частичном заполнении ее пор водой, и называется коэффициентом увеличения сопротивления.

Для неглинистых пород $P_{н}$ зависит не только от степени их насыщения водой, но и от характера распределения в поровом пространстве воды, нефти и газа. В связи с этим величина $P_{н}$ часто называется параметром насыщения. Между $P_{н}$ и $K_{в}$ существует обратная степенная зависимость. Так как $K_{в} = 1 - K_{нг}$ (где $K_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности), то $P_{н} = 1/(1 - K_{нг})^n$.

Удельное сопротивление глинистых пород. Для глинистой водонасыщенной породы пропорциональность между ее удельным сопротивлением $\rho_{\text{вл.гл}}$ и удельным сопротивлением насыщающей воды $\rho_{\text{в}}$ нарушается. Это связано с тем, что электропроводность такой породы определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого относительное сопротивление глинистых пород в отличие от неглинистых зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод. Относительное сопротивление глинистой породы, соответствующее насыщению высокоминерализованной водой, при которой поверхностная проводимость минимальна, называют предельным ($P_{\text{п}}$).

Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью. Породы с трещинной и каверновой пористостью весьма разнообразны по составу и строению. Наряду с межзерновой (первичной) пористостью $K_{\text{п.м}}$ значительную роль в определении общей пористости играют поры вторичного происхождения $K_{\text{п.вт}}$ – трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Каверны (изолированные и полуизолированные пустоты) заметного влияния на удельное сопротивление пород не оказывают. Наличие трещин, заполненных электролитом, вызывает существенное снижение сопротивления по сравнению со снижением сопротивления, обусловленным межзерновой пористостью такого же объема.

Электрохимическая активность. Электрохимические процессы, протекающие в горных породах, вызывают их поляризацию. К таким процессам относятся диффузионно-адсорбционные, фильтрационные, окислительно-восстановительные и процессы, связанные с действием внешнего электрического поля. В зависимости от фактора, вызывающего поляризацию, различают диффузионно-адсорбционную, фильтрационную, окислительно-восстановительную поляризацию, и вызванную электрохимической активностью пород.

Радиоактивность горных пород. Под *радиоактивностью* понимают самопроизвольное превращение неустойчивых изотопов химических элементов в другие, более устойчивые. Этот процесс сопровождается выделением энергии с испусканием α , β и γ -лучей. Различают естественную и искусственно вызванную радиоактивности горных пород, широко используемые для изучения геологических разрезов скважин методами радиоактивного каротажа. Самопроизвольное превращение одного изотопа в другой называется радиоактивным распадом [12, 23].

Естественная радиоактивность. В естественных радиоактивных превращениях основными видами распада являются α - и β -распады, захват ядром электрона одной из оболочек атома, самопроизвольное деление некоторых тяжелых ядер и др.

При распаде радиоактивных ядер и их переходах из более возбужденного энергетического состояния в менее возбужденное или основное возникает γ -излучение.

Все виды радиоактивных (α -, β -, γ -) излучений, попадая в материальную среду, испытывают в той или иной мере поглощение. Наибольшему поглощению подвержены α -лучи. Поток α -лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги или слоем пород толщиной в несколько микрон. Поток β -лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной до 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц γ -квантов: γ -лучи не отклоняются ни в электрическом, ни в магнитном полях. Благодаря своей высокой проникающей способности γ -излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин.

Для количественной оценки радиоактивности пользуются соответствующими единицами измерений. Чаще всего на практике за такую единицу принимают весовую или объемную единицу эквивалентной концентрации радия по γ -излучению – г-эквивалент радия на 1 г породы (г-экв Ra/г). Такая единица соответствует концентрации радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает γ -излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra.

Радиоактивность пород в основном связана с содержанием в них таких радиоактивных элементов, как уран, торий, актиноуран, продуктов распада и изотопа калия $^{40}_{19}\text{K}$. Источниками радиоактивных излучений, составляющих меньшую долю, чем вышеназванные, являются также изотопы рубидия, циркония, индия, лантана, самария, лютеция, рения, висмута и др.

В литосфере присутствует более 200 минералов, в состав которых входит уран, торий, радий и калий. Радиоактивность горных пород зависит от радиоактивностей их твердой, жидкой и газообразной фаз. В большинстве случаев пластовые воды и нефти характеризуются незначительной радиоактивностью, а у природных углеводородных газов она практически равна нулю. Радиоактивность твердой фазы обусловлена наличием в ее составе собственно радиоактивных минералов и минералов, содержащих адсорбированные радиоактивные элементы. Обычно глинистая составляющая твердой фазы, особенно в кварцевых песчаниках и карбонатных поро-

дах, обладает значительно большей удельной радиоактивностью, чем ее собственно твердая фаза (скелетная часть). Поэтому для конкретных типов пород характерно наличие однозначной связи между их радиоактивностью и глинистостью, что широко используется при интерпретации результатов γ -каротажа.

Искусственная радиоактивность. Нейтронные свойства горных пород (искусственная радиоактивность) связана с радиоактивным распадом искусственных радиоактивных изотопов химических элементов, образующихся при облучении их элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, γ -частицами и др.) в результате изменений в ядре, происходящих вследствие проникновения в него заряженной частицы или нейтрона.

Нейтроны, получаемые в результате воздействия нейтронных источников, рассеиваются в окружающей среде и взаимодействуют с ядрами ее химических элементов. При этом наиболее существенными процессами являются рассеяние и поглощение (захват).

Рассеяние нейтронов может быть упругим и неупругим. Сущность этого процесса состоит в изменении направления движения и уменьшении кинетической энергии нейтронов при их столкновении с ядрами элементов окружающей среды. При упругом рассеянии происходит перераспределение энергии между налетевшим нейтроном и неподвижным ядром в соответствии с их массами и углом рассеяния по принципу соударения упругих шаров. При неупругом рассеянии нейтрон сначала захватывается, а затем выбрасывается ядром, но уже с меньшей энергией и под некоторым углом к направлению начального движения. Ядро же, захватившее и потерявшее нейтрон, остается на некоторое время в возбужденном состоянии и затем возвращается в основное, испуская γ -квант.

Быстрые нейтроны, распространяясь в окружающей среде, в процессе неупругого и упругого рассеяний сравнительно быстро теряют свою энергию и скорость и превращаются в тепловые. Последние поглощаются ядрами вследствие реакции радиационного захвата с образованием на первой стадии составных ядер, которые затем переходят в основное состояние с испусканием γ -квантов. Распределение нейтронов в среде (породах), т.е. плотность нейтронов на различном расстоянии от источника, зависит от нейтронных свойств этих пород, в основном связанных с их химическим составом последних. Для большинства горных пород поглощающие и замедляющие свойства определяются водородосодержанием: чем оно выше, тем быстрее убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

Вероятность той или иной реакции взаимодействия нейтронов с веществом количественно характеризуется нейтронным эффективным сечением, численное значение которого выражается в метрах. Отсюда интенсив-

ность поглощения тепловых нейтронов зависит от содержания в породах элементов с высоким эффективным сечением захвата, основным из которых в осадочных породах является хлор. Замедляющая и поглощающая способности горных пород определяют пространственное распределение нейтронов на различных стадиях их взаимодействия с породами, на изучении которого основаны нейтронные методы исследования скважин.

Упругие свойства горных пород. Компоненты горных пород – твердая фаза, жидкость и газы обладают различными упругими свойствами. На породу действуют внешние силы, стремящиеся к восстановлению ее начальной формы и размеров. Величина этих сил, приходящаяся на единицу площади сечения тела, измеряется в паскалях, называется напряжением, которое является векторной величиной, зависящей от действия внешних сил, внутренних свойств и формы образца породы. В зависимости от характера приложенных внешних сил, образец породы может испытывать линейное, плоскостное и объемное напряженные состояния. Под воздействием внешних сил изменяются линейные размеры, объем или форма горной породы. Эти изменения называются деформацией [12, 23].

При увеличении напряжений можно наблюдать три вида деформации породы - упругую, пластическую и разрушающую. Для каждого из приложенных напряжений существует свой коэффициент пропорциональности p между напряжениями и упругими деформациями, являющийся упругим параметром породы. Коэффициент пропорциональности между продольным (сжимающим или растягивающим) напряжением и соответствующей ему относительной деформацией e называется модулем упругости или модулем Юнга E :

$$p = E e.$$

Коэффициентом пропорциональности τ_k между касательным напряжением и соответствующей деформацией сдвига ε_c является модуль сдвига G :

$$\tau_k = G \varepsilon_c.$$

При объемном напряженном состоянии породы, что соответствует действию всестороннего гидростатического давления, связь между величиной p и относительным изменением объема $\Delta V / V$ выражается через модуль всестороннего сжатия K_c или сжимаемость β_c :

$$p = -K_c \frac{\Delta V}{V} = \frac{1}{\beta_c} \frac{\Delta V}{V}.$$

Связь между относительными продольными и поперечными деформациями сжатия (растяжения) устанавливается коэффициентом Пуассона ν :

$$\nu = -K_c \frac{\Delta l_2 / l_2}{\Delta l_1 / l_1} = \frac{e_2}{e_1},$$

где l_1 и l_2 – начальные продольный и поперечный размеры образца; l_1' и l_2' – то же, при одностороннем сжатии, $\Delta l_1 = l_1' - l_1$; $\Delta l_2 = l_2' - l_2$; $e_1 = -\Delta l_1 / l_1$; $e_2 = \Delta l_2 / l_2$.

Скорость распространения упругих волн. Смещение одной частицы горной породы под действием внешних сил вызывает сдвиг других более удаленных, а распространение упругой деформации происходит с определенной скоростью. Если на породу действуют кратковременные силы, то в ней возникают упругие колебания.

Процесс последовательного распространения в породе деформаций (упругих колебаний) называется упругой волной. В зависимости от вида деформации в породе возникают различные типы волн, основными из которых являются продольные и поперечные.

Продольные волны связаны с объемной деформацией среды, а их распространение представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Продольные волны распространяются в любой среде – твердых телах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам, так как в жидкостях и газах отсутствуют сопротивления сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны.

Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения $V_{п}$. Для идеально упругих изотропных горных пород скорости продольных V_p и поперечных V_s волн определяются по формулам:

$$V_p = \sqrt{E(1-\nu)/\delta_{п}(1+\nu)(1-2\nu)} \quad \text{и} \quad V_s = \sqrt{E/2\delta_{п}(1+\nu)}$$

где $\delta_{п}$ – плотность породы; E и ν – соответственно модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Осадочные горные породы в большинстве своем являются дифференциально упругими и не обладают совершенной связью между фазами. Вследствие этого скорости распространения в них упругих волн отличаются от скоростей, вычисляемых по формулам. Известен ряд уравнений, с помощью которых устанавливается зависимость скорости продольных волн в породах от скоростей их распространения в отдельных фазах и ко-

эфициента пористости. Наиболее простым из них и широко применяемым на практике является уравнение Вилли (уравнение среднего времени), согласно которому V_{Π} в пористой породе рассчитывается по времени ее прохождения через минеральный скелет $t_{\text{м}}$ и жидкость $t_{\text{ж}}$, заполняющую поры:

$$t_{\Pi} = t_{\text{м}} + t_{\text{ж}} \quad \text{или} \quad \frac{1}{V_{\Pi}} = \frac{1 - K_{\Pi}}{V_{\text{м}}} + \frac{K_{\Pi}}{V_{\text{ж}}},$$

где K_{Π} – коэффициент пористости; $V_{\text{м}}$ и $V_{\text{ж}}$ – скорости продольных волн соответственно в минеральном скелете и насыщающей жидкости. В последнем уравнении вместо скорости целесообразнее использовать соответствующее ей интервальное время (величину, обратную скорости)

$$\Delta t_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \Delta t_{\text{м}} + K_{\Pi} \Delta t_{\text{ж}},$$

где $\Delta t_{\text{м}}$, Δt_{Π} и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время соответственно в минеральном скелете, породе и насыщающей ее жидкости.

Величина $\Delta t_{\text{м}}$ зависит от минералогического состава скелета и для конкретных типов отложений является постоянной. Среднее значение скорости распространения волн в осадочных породах составляет 2500–4000 м/с.

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, являются: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давления (эффективное давление) и др.

Часто возникает необходимость в определении $\Delta t_{\text{м}}$ для конкретного интервала геологического разреза. В этом случае сопоставляются времена, отсчитанные по диаграмме акустического каротажа Δt_{Π} , со значениями пористости K_{Π} , установленными по керну или одному из геофизических методов. Полученные данные используются для построения графика зависимости Δt_{Π} от K_{Π} . Осредненная прямая, проведенная через нанесенные точки, отсекает на оси времени значение Δt_{Π} при $K_{\Pi} = 0$. Если пористость по разрезу изменяется слабо, то значение $\Delta t_{\text{м}}$ для каждого однородного пласта рассчитывают по формуле

$$\Delta t_{\text{м}} = \frac{\Delta t_{\Pi} - K_{\Pi} \Delta t_{\text{ж}}}{1 - K_{\Pi}}.$$

Скорость пробега продольной волны (интервальное время) в воде зависит от ее минерализации, температуры и давления и определяется на практике с помощью номограммы. Скорость распространения упругих

волн в нефти и газе меньше, чем в воде, так как сжимаемость углеводородов больше чем воды. На величину скорости влияет также тип цемента.

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их интенсивности по мере удаления от источника возбуждения. Уменьшение интенсивности в основном связано с поглощением части энергии упругих колебаний породой и превращением ее в тепловую вследствие взаимного трения частиц породы, совершающих колебательные движения; с рассеиванием акустической энергии и неоднородностями породы.

Коэффициент поглощения упругих волн $\alpha_{\text{ак}}$ характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде и может быть определен по формуле

$$\alpha_{\text{ак}} = \frac{l}{l} \ln \frac{A_1}{A_2},$$

где A_1 и A_2 – амплитуды волн, регистрируемые приемниками, расположенными на расстоянии l друг от друга. Размерность $\alpha_{\text{ак}}$ выражают в децибеллах на 1 м или м^{-1} . Величина $\alpha_{\text{ак}}$ в горных породах зависит от монолитности их скелета, пористости, трещиноватости, вещественного состава заполнителя пор, литологии и других параметров.

При геофизических исследованиях скважин изучаются диэлектрические, магнитные и термические (тепловые) свойства.

Диэлектрическая проницаемость. Вещества, которые поляризуются в электрическом поле и обладают очень малой электропроводностью (практически не проводят электрический ток), называются *диэлектриками*. Поляризуемость вещества характеризуется диэлектрической проницаемостью

$$\varepsilon = 1 + 4\pi a,$$

где a – поляризуемость среды.

Абсолютная диэлектрическая проницаемость ε определяется соотношением D/E , показывающим, во сколько раз напряженность электрического поля E в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции D в вакууме. Диэлектрическая проницаемость является одним из физических свойств горной породы и показывает, во сколько раз возрастает емкость конденсатора, если вместо вакуума между обкладками в качестве диэлектрика поместить данную породу. Она измеряется в фарадах на метр и определяется в виде произведения

$$\varepsilon = \varepsilon_{\text{отн}} \varepsilon_0,$$

где $\varepsilon_{\text{отн}}$ – относительная диэлектрическая проницаемость, показывающая, во сколько раз абсолютная диэлектрическая проницаемость данной среды

превышает абсолютную диэлектрическую проницаемость вакуума ϵ_0 . Вакуум обладает наименьшей диэлектрической проницаемостью, равной $10^{-9}/36\pi \approx 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м.

Диэлектрическая проницаемость горных пород зависит от их состава, содержания в них твердой, жидкой и газообразной фаз, а также от частоты поля и температуры. Значения $\epsilon_{отн}$ главных породообразующих минералов невелики (4–10), например, в отличие от воды при 20 °С, для которой $\epsilon_{отн}$ достигает 80. Поэтому диэлектрическая проницаемость пород в большой степени зависит от их водонасыщенности. Для нефти $\epsilon_{отн} = 2–6$, а для нефтенасыщенной породы – 6–10.

Зависимость величины $\epsilon_{отн}$ от коэффициента водо- и нефтенасыщенности для пород-коллекторов почти линейно связана с коэффициентом водонасыщенности K_v .

Магнитные свойства горных пород. Основными магнитными параметрами горных пород, используемыми в геофизике являются намагничённость I , магнитная восприимчивость χ и магнитная проницаемость μ . Намагничённость характеризует магнитное состояние намагничённого тела и оценивается для однородного намагничённого тела как отношение магнитного момента M_M к единице его объема V :

$$I = M_M / V.$$

В случае неоднородного намагничённого тела I определяется для каждой точки (физически малого объема) и представляет средний магнитный момент единицы объема, равный геометрической сумме магнитных моментов отдельных атомов и молекул, заключенных в этом объеме. Единица намагничённости – ампер на квадратный метр, т.е. 1 м^2 вещества обладает магнитным моментом в $1 \text{ А} \cdot \text{м}^2$. Магнитный момент – основная величина, характеризующая магнитные свойства вещества. Магнитным моментом определяются силы, действующие на тело во внешнем магнитном поле.

Магнитная восприимчивость определяет связь между магнитным моментом (намагничённостью) породы I и ее магнитным полем H :

$$\chi = I/H,$$

где χ – величина безразмерная; размерность H – А/м. Различают объемную χ магнитную восприимчивость, отнесенную к единице объема, и удельную $\chi_{уд}$, рассчитанную на 1 кг вещества.

Магнитная проницаемость μ характеризует связь между магнитной индукцией B в породе и магнитным полем H :

$$\mu = B/\mu_0 H,$$

где μ_0 – коэффициент пропорциональности, принятый в качестве магнитной постоянной.

По величине магнитной восприимчивости горные породы подразделяются на четыре группы: очень сильномагнитные, сильномагнитные, среднемагнитные и слабомагнитные. Осадочные породы обладают слабой магнитностью. Их магнитные свойства определяются содержанием частиц ферромагнитных минералов, сильных и темноцветных парамагнетиков и слабых парамагнитных и диамагнитных минералов. Для глинистых пород $\chi = (10 - 14) 10^{-3}$, для песчаников – $(14 - 15) 10^{-3}$, а для гидрохимических и карбонатных пород – менее $6 \cdot 10^{-3}$ А/м. Под действием магнитного поля Земли горные породы в период своего формирования способны намагничиваться и сохранять приобретенную (остаточную) намагниченность в последующие геологические эпохи. По величине и направлению остаточной намагниченности пород определяют магнитное поле, существовавшее в данной точке земной поверхности при образовании породы. На этом основывается палеомагнетизм область знаний, занимающаяся изучением эволюции геомагнитного поля во времени.

Тепловые свойства горных пород. Основными тепловыми свойствами горных пород являются теплопроводность λ или тепловое сопротивление породы $\xi = 1/\lambda$, теплоемкость или удельная теплоемкость c и температуропроводность породы a .

Коэффициент теплопроводности характеризует способность горных пород к передаче тепла и численно показывает поток тепла в ваттах в единицу времени через породу сечением 1 м^2 , высотой 1 м при разности температур 1 К и выражается в ваттах на метр-кельвин. В промышленной геофизике обычно пользуются величиной обратной теплопроводности – тепловым сопротивлением породы ξ (в метрах-кельвин на ватт).

Установлено, что тепловое сопротивление пород понижается с увеличением их плотности. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые отложения. С глубиной плотность горных пород закономерно возрастает.

Тепловое сопротивление зависит от слоистости пород: в направлении, перпендикулярном к напластованию, тепловое сопротивление выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием тепловой анизотропии. Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и возникающим в результате дополнительным переносом тепла – конвекцией.

Свойство среды поглощать тепловую энергию при теплообмене оценивается удельной теплоемкостью (массовой C_m объемной C_v). Под удельной теплоемкостью понимают количество тепла в джоулях, необходимое

для нагрева 1 кг данного вещества на 1 К, и выражают в джоулях на метр-кельвин. Изменение температуры различных пород при поглощении или отдаче ими тепла может происходить с различной скоростью. Эта скорость изменения температуры пород характеризуется комплексным параметром, называемым температуропроводностью. Тепловые свойства основных породообразующих минералов изменяются незначительно. Несколько повышенным тепловым сопротивлением и пониженной теплопроводностью обладают глинистые минералы твердой фазы. Данные о тепловых свойствах горных пород широко используются при термических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин и решении задач, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород. Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п. Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких, как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п.

Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая результаты интерпретации материалов ГИС и сведения о положении границ пластов и их толщине, литологической характеристике каждого пласта, наличии коллекторов, характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода), и др. Окончательный результат геофизических исследований представляется такими физическими параметрами, изучаемыми методами ГИС, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициент нефтегазонасыщения порового пространства. Оценка этих параметров и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и др.) [4, 5, 8].

Методы ГИС используются также при контроле технического состояния скважин и при исследовании действующих скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. За последнее время широкое распро-

странение получила интерпретация данных ГИС с помощью ЭВМ и персональных компьютеров.

2.1. Электрические и электромагнитные методы исследования скважин

Существуют различные модификации электрических и электромагнитных методов исследования разрезов скважин, основанные на изучении электромагнитных полей различной природы в горных породах. Электромагнитные поля делятся на естественные и искусственные. Естественные поля в земной коре обусловлены электрохимическими процессами, магнитотеллурическими токами и другими природными явлениями. Искусственные электромагнитные поля создаются в горных породах генераторами постоянного или переменного тока различной мощности и представляют собой непосредственный результат деятельности человека, направленный на изучение строения земной коры, поиск, разведку и разработку месторождений [4, 6, 8, 12].

Классификация электрометодов исследования скважин основана на характере происхождения изучаемого электромагнитного поля и его изменении во времени. По происхождению методы электротметрии делятся на две большие группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте – на методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля. Среди методов переменного поля различают низко- и высокочастотные.

Для изучения стационарных естественных электрических полей применяются методы потенциалов собственной поляризации (ПС) горных пород. Искусственные стационарные и квазистационарные электрические поля исследуются методами кажущегося сопротивления (КС), микрзондирования (МЗ), сопротивления заземления (БК и МБК), методами регистрации тока (ТМ) и потенциалов вызванной поляризации (ВП). Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционными (ИК), диэлектрическими (ДМ) и радиоволновыми методами.

Для определения удельного сопротивления горных пород в скважине используется источник тока, создающий в окружающей среде электрическое поле. Допустим, что в неограниченную проводящую среду при помощи электродов A и B вводится ток, создающий в ней электрическое поле. Такое поле тождественно электрическому полю зарядов электродов A и B , помещенных в непроводящую среду. Разница заключается лишь в том, что в электрическом поле заряды неподвижны, а в проводящей среде они находятся в движении, непрерывно воспроизводясь источником тока.

Электрическое поле характеризуется напряженностью E , которая является вектором, имеющим величину и направление. За единицу напря-

женности электрического поля принимается вольт на метр (В/м), т.е. напряженность электрического поля, при которой между точками, находящимися на расстоянии 1 м, вдоль линии напряженности поля создается разность потенциалов в 1 В. Под линией напряженности, называемой чаще силовой линией, подразумевают такую линию, в каждой точке которой вектор напряженности направлен по касательной к ней. Силовые линии соответствуют путям, вдоль которых должен двигаться положительный заряд. При помощи этих линий можно наглядно изобразить силовое поле.

Работа, совершаемая силами электрического поля при перемещении единичного положительного заряда из некоторой точки в бесконечно удаленную, численно равна электрическому потенциалу данной точки. Потенциал есть величина скалярная и в каждой точке поля имеет вполне определенное значение, поэтому может служить характеристикой поля наравне с напряженностью E . За единицу электрического потенциала принимается вольт (В) – разность потенциалов между двумя точками при постоянном токе силой 1 А и мощностью 1 Вт. Потенциал электрического поля представляет собой функцию, которая изменяется от точки к точке и убывает в направлении хода силовой линии. В каждом реальном случае можно выделить совокупность точек, потенциалы которых одинаковы. Геометрическое место точек постоянного потенциала называют эквипотенциальной поверхностью. Если путь перемещения заряда замкнут по эквипотенциальной поверхности, то работа электрических сил равна нулю. Потенциал U точечного заряда e в точке, отстоящей от него на расстоянии r равен $e / r = E r$. Эквипотенциальная поверхность с постоянным значением r есть сфера с центром в точечном заряде. Между напряженностью поля E и потенциалом U имеется определенная связь, так как работу электрических сил можно выразить через напряженность и разность потенциалов точек поля.

Распределение электрического поля в пространстве удовлетворяет двум основным законам – Ома и Кирхгофа. Закон Ома выражается так: плотность тока в каждой точке проводника равняется напряженности электрического поля в этой точке, деленной на удельное сопротивление вещества. Физическая сущность первого закона Кирхгофа заключается в следующем, что если какой-либо элемент объема не содержит источников, то сила тока, втекающего в этот объем, равна силе тока, вытекающего из него. Этим выражается непрерывность потока токовых линий через любую замкнутую поверхность, не содержащую дополнительных источников тока. Если считать, что входящие в данный объем и выходящие из него токи имеют разные знаки, то алгебраическая сумма их равна нулю, т.е. эти токи по величине равны.

Электропроводность и удельное электрическое сопротивление. Электропроводность горных пород не зависит от их минерального состава,

так как удельное электрическое сопротивление основных породообразующих минералов (кварц, полевой шпат, ангидрит, галит) изменяется от 10^8 до 10^{15} Ом·м, что соответствует первоклассным изоляторам.

Проводимость основной группы осадочных горных пород (пески, песчаники, известняки, глины), минеральный скелет которых имеет практически бесконечное сопротивление, определяется лишь присутствием природной воды в порах породы. Удельное электрическое сопротивление воды на много порядков меньше сопротивления минерального скелета и изменяется от 10^{-2} до 10^1 Ом·м.

Проводящая фаза – поровая вода – распределяется в породах поразному. В большинстве случаев она заполняет целиком все поровое пространство независимо от того, мала или велика общая пористость породы. Такие породы являются полностью водонасыщенными ($K_v = 100\%$). На глубине встречаются также породы, поры которых лишь частично заполнены водой. Это нефтеносные и газоносные пласты. Такие породы по удельному сопротивлению $\rho_{н.п}$ в значительной мере отличаются от водонасыщенных, поскольку нефть и газ, как и скелет породы, являются изоляторами.

Пластовые, или поровые, воды представляют собой сложные растворы электролитов. Концентрация солей в природных водах весьма разнообразна и изменяется от единиц до 300 г/л. Удельное электрическое сопротивление в таких растворах тем ниже, чем выше концентрация солей c в них и температура t . Для определения ρ_v пользуются экспериментальными графиками $\rho_v = f(c, t)$, полученными для растворов NaCl (см. рис.2). Если все поровое пространство насыщено водой, удельное электрическое сопротивление породы $\rho_{в.п}$ будет пропорционально удельному сопротивлению проводящей компоненты ρ_v ; в то же время оно будет зависеть от объема этой воды, т.е. коэффициента пористости $\rho_{в.п} = P_{п} \cdot \rho_v$, где $P_{п}$ – параметр пористости породы, зависящий от пористости $K_{п}$ и типа порового пространства – извилистости поровых каналов или степени цементации породы.

Удельное электрическое сопротивление породы, поровое пространство которой частично заполнено нефтью либо газом ($\rho_{н.п}$), отличается от сопротивления этой же породы, насыщенной пластовой водой ($\rho_{в.п}$), в P_n раз; величина P_n называется параметром насыщения $P_n = \rho_{н.п} / \rho_{в.п} = \rho_{н.п} / P_{п} \cdot \rho_v$. Параметр насыщения P_n зависит от коэффициента водонасыщенности K_v .

Характеристика объекта исследования. При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором с

удельным сопротивлением ρ_c , изменяются неодинаково. Плотные, монолитные с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и как бы образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости. Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

Изменение физических характеристик пласта-коллектора мощностью h , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением $\rho_{в.м}$ и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт. При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной $h_{г.к}$, с удельным сопротивлением $\rho_{г.к}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром D с удельным сопротивлением $\rho_{з.п}$. Физические свойства коллектора при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта с удельным сопротивлением $\rho_{н.п}$ или $\rho_{в.п}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины. Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное сопротивление – $\rho_{п.п}$. Между промытой зоной и неизменной частью пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефте- или газонасыщения K_n изменяется от минимального до максимального значения как в неизменной части пласта (рис. 3).

Для водоносных и продуктивных коллекторов отношение $\rho_{п.п}/\rho_c$ контролируется в основном параметром пористости $P_{п}$. Это означает, что для реальных коллекторов при изменении пористости от 10 до 26 % удельное сопротивление промытой зоны пласта $\rho_{п.п}$ отличается от ρ_c в 8–100 раз. Когда коллекторы насыщены нефтью или газом, это отношение увеличивается пропорционально $P_{н.п.п}$ промытого пласта, т.е. в 1.5–2.5 раза. При переходе от зоны проникновения с предельным значением сопротивления

пласт мощным, если его размер превышает размеры зонда. Если удельное сопротивление пласта соответственно больше или меньше удельного сопротивления вмещающей среды, то пласт квалифицируется как пласт высокого или низкого сопротивления (рис. 4).

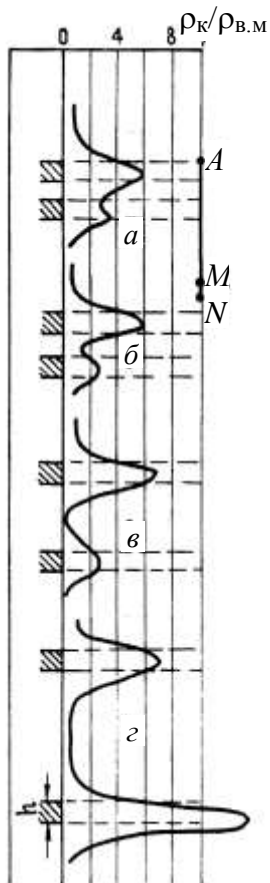


Рис.4. Кривые сопротивления для двух пластов, мощность которых h меньше длины зонда, записанные подошвенным градиент-зондом ($\rho_{\text{п}} = 10\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{в.м}} = \rho_{\text{с}}$). Мощность прослоя малого сопротивления для a - $в$ соответственно h , $1,5h$, $4h$ (занижающее экранирование), $г - 8h$ (завышающее экранирование), $AM = 7,5h$; $MN = h$

Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления для пласта неограниченной мощности (Л.М. Альпин, С.Г. Комаров) представлены в виде кривых, выражающих зависимость $\rho_{\text{к}}$ от различных определяющих его параметров:

- для непроницаемого пласта – от уд.сопротивлений пласта $\rho_{\text{п}}$ и промывочной жидкости $\rho_{\text{с}}$, диаметра скважины d и длины зонда $L_{\text{з}}$;
- для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения, кроме перечисленных параметров, – от удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{\text{з.п}}$ и ее диаметра D .

Эти кривые называются кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ), а такие кривые, сгруппированные по определенному признаку (двухслойные, трехслойные) и выражающие зависимость $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{с}}$ от $L_{\text{з}}/d_{\text{с}}$ для пласта неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают – двухслойные и трехслойные кривые БКЗ.

Двухслойные кривые БКЗ рассчитаны для условий, когда проникновение промывочной жидкости в пласт отсутствует. При этом возможны

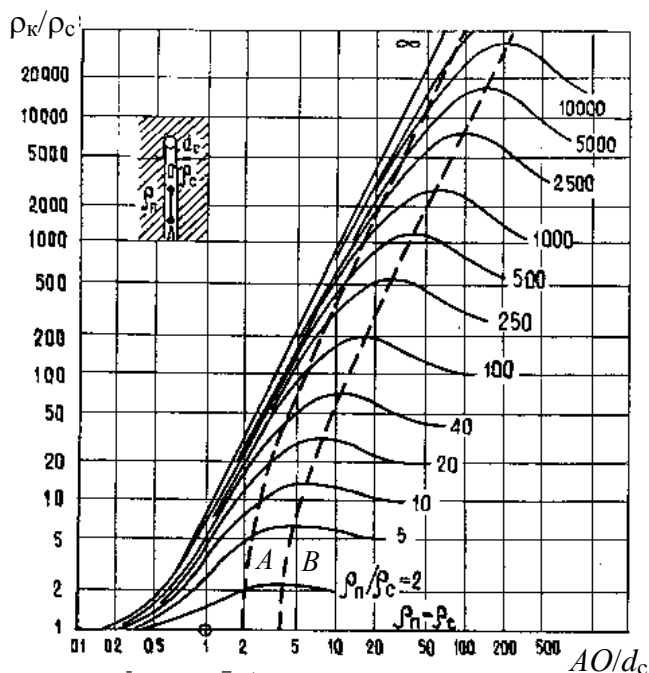


Рис. 5. Палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $\rho_c < \rho_{п}$

два случая: сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_c < \rho_{п}$) – палетка БКЗ-1А (рис. 5) и сопротивление жидкости больше сопротивления пласта ($\rho_c > \rho_{п}$) – палетка БКЗ-1Б.

Трехслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения, условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D и удельным сопротивлением $\rho_{з.п}$ с промежуточным значением между ρ_c и неизменной частью пласта $\rho_{п}$. Трехслойные кривые БКЗ определяются параметрами $\rho_{п}$, $\rho_{з.п}$, ρ_c , D и d_c . Но в связи с тем, что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе на специальных прозрачных бланках, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров: $\rho_{з.п} / \rho_c$, D / d_c и $\rho_{п} / \rho_c$. При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его (повышающее проникновение).

Боковое каротажное зондирование. Такое зондирование проводят для определения истинного удельного сопротивления пластов и выявления проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт. При проведении БКЗ наиболее часто используются подошвенные или кровельные градиент-зонды длиной 0,65; 1,05; 2,25; 4,25 и 8 м. Обработка диаграмм БКЗ заключается в выделении пластов, отсчете существенных значений кажущихся сопротивлений против них и построении кривых зависимости КС от размера зонда $\rho_k = f(AO)$.

Выделение пластов и уточнение их границ производят по совокупности всех кривых КС, полученных зондами различной длины, с использованием диаграмм ПС, микрозондов и кавернограммы.

Для пластов большой мощности целесообразнее строить кривые зондирования по средним или оптимальным значениям КС. Для пластов средней мощности высокого сопротивления ($6 < h < 20$ м) используют средние и максимальные значения, а иногда для уточнения и оптимальные значения КС. Для пластов малой мощности высокого сопротивления ($h < 6$ м) строят экстремальные кривые зондирования.

Кривая зондирования, построенная по средним значениям кажущихся удельных сопротивлений, называется средней, по экстремальным – экстремальной, а по оптимальным – оптимальной кривой зондирования. Кривая зависимости КС от длины зонда при бесконечной мощности пласта называется кривой БКЗ. Различают теоретические или расчетные и фактические кривые БКЗ. Теоретическими называют кривые, построенные на основании расчетных данных при помощи сеточного моделирования или графоаналитическим методом. Фактическими называются кривые зондирования, построенные по средним или оптимальным значениям КС, зафиксированным на каротажных диаграммах для однородных пластов большой мощности. Такие пласты приравниваются к пластам неограниченной мощности, и кривые зондирования для них соответствуют кривым БКЗ и интерпретируются путем непосредственного их сравнения с теоретическими кривыми БКЗ. В действительности однородные пласты большой мощности встречаются редко, преобладающее большинство пластов в разрезе имеет средние и малые мощности. В связи с этим кривые зондирования отличаются от кривых БКЗ и интерпретация их не может быть осуществлена путем непосредственного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

При интерпретации БКЗ фактическую или экстремальную кривую зондирования сравнивают с теоретическими, среди которых находят кривую, соответствующую интерпретируемой. Это позволяет считать, что интерпретируемая кривая имеет те же параметры, что и теоретическая. На основании этого определяют удельное сопротивление пласта, наличие или отсутствие промывочной жидкости в пласте, а при благоприятных условиях и глубину ее проникновения.

Полученную фактическую кривую БКЗ сопоставляют вначале с кривыми двухслойной палетки БКЗ-1. При этом бланк с фактической кривой БКЗ накладывают на палетку так, чтобы начала координат осей кривой и палетки совпадали. Если при этом фактическая кривая совмещается с одной из палеточных кривых или укладывается между двумя соседними расчетными кривыми БКЗ, повторяя их форму, это значит, что промывочная жидкость проникла в пласт и фактическая кривая БКЗ является двухслойной. Удельное сопротивление такого пласта определяется в точке пересечения фактической кривой БКЗ и кривой *A* палетки.

Если же фактическая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных кривых БКЗ, то это свидетельствует о проникновении (понижаю-

щего или повышающего) промывочной жидкости в пласт. Кривая, соответствующая повышающему проникновению, отмечается крутым спадом после максимума. В случае понижающего проникновения фактические кривые БКЗ с увеличением размера зондов пересекают двухслойные расчетные кривые, переходя от кривых с меньшими значениями к кривым с большими значениями удельного сопротивления.

Метод микрозондов (микрокаротаж). Микрокаротаж предназначен для выделения очень тонких пластов и исследования пород на небольшую глубину и поэтому размеры микроустановок меньше диаметра скважины. Чтобы скважина, заполненная буровым раствором, имеющим достаточно низкое сопротивление по сравнению с породой, не оказывала сглаживающего влияния на результаты измерений, электроды микрозондов размещают на башмаке, который прижимается к стенке скважины рессорной пружиной.

Поскольку размеры микрозондов малы, сфера исследования их ограничивается частью пласта (промытой зоной), непосредственно прилегающей к стенке скважины. Микрозонды применяют в двух вариантах – в виде трехэлектродных нефокусированных стандартных зондов и зондов с радиальной фокусировкой (экранированные микрозонды). В первом случае на изолирующей пластине (башмаке) размещают три электрода на расстоянии 25 мм один от другого. Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов – микроградиент-зонда (МГЗ) $A 0,025 M 0,025 N$ с $AO = 37$ мм и микропотенциал-зонда (МПЗ) $A 0,05 M$ с $AM = 50$ мм. Радиус исследования МГЗ равен его длине (примерно 4 см), а МПЗ – удвоенной длине зонда (10–12 см).

По диаграммам МГЗ и МПЗ хорошо выделяются породы трех типов. К породам первого типа относятся фильтрующие коллекторы, имеющие межзерновую пористость (пески, песчаники, проницаемые карбонатные породы и т.п.). Малым зондом МГЗ исследуют в основном глинистую корку, выстилающую стенку скважины в интервале коллектора. Зондом с большим радиусом исследования МПЗ изучают не только глинистую корку, но и часть коллектора, расположенную за ней (промытую зону с удельным сопротивлением $\rho_{п.п}$). Поскольку $\rho_{г.к} < \rho_{п.п}$, показания МГЗ меньше показаний МПЗ. Такое превышение сопротивления получило название положительного приращения и характерно для проницаемых пластов. Вторая разновидность пород, выделяемая по кривым МЗ, – это плотные породы, которые не изменяются при контакте с буровым раствором и диаметр скважины d_c в них остается равным номинальному $d_{ном}$. За счет шероховатости стенки скважины и, следовательно, неравномерного контакта зонда с породой диаграммы микрозондов в этих интервалах чрезвычайно изрезаны при общем достаточно высоком уровне показаний. К третьему типу отно-

сятся глины, которые набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя значительное увеличение диаметра скважины. Показания МПЗ и МГЗ в этих интервалах практически совпадают и равны сопротивлению бурового раствора.

Границы пластов уверенно выделяются по кривым МЗ по наиболее крутому подъему кривых. Для оценки уд. сопротивления проницаемой части пласта (промытой зоны $\rho_{п.п}$), по результатам измерений МЗ используются специальные палетки, которые составлены на основании модельных расчетов.

Экранированные зонды. Боковой каротаж. Под боковым каротажем (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разновидностью каротажа методом сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле создаваемое ими, является управляемым. Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродным (семь, девять электродов) и трехэлектродным зондами.

Трехэлектродный зонд (БК-3) состоит из трех электродов удлиненной формы. Центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично ему два экранирующих A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов поддерживались одинаковыми. Это достигается путем соединения основного электрода A_0 с экранными через малое сопротивление ($r = 0,01$ Ом), которое используется также для измерения силы тока через центральный электрод. Такой зонд можно рассматривать как единое проводящее тело, в котором потенциалы всех электродов равны ($U_{A1} = U_{A0} = U_{A2}$), а токовые линии основного электрода вблизи зонда перпендикулярны к его оси.

Кажущееся удельное сопротивление определяется и рассчитывается по разности потенциалов $\Delta U_{кс}$ между электродами A_0 и N , расположенных на значительном расстоянии друг от друга. Результат измерения зондом БК относят к середине электрода A_0 . Записывая изменение $\Delta U_{кс}$ и поддерживая силу тока I_0 в основном электроде постоянной, получают кривую КС.

В трехэлектродном зонде ток, вытекающий из A_0 , вследствие экранирования собирается в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска, толщина которого приблизительно равна длине зонда L_3 (рис. 6). Аппаратура АБКТ для трехэлектродного бокового каротажа является комплексной и помимо БК дает возможность проводить обычный электрический каротаж комплектом зондов БКЗ.

Границы пластов по кривым зонда БК-3 соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося удельного сопротивления (граничного сопротивления $\rho_{к.гр}$), величина которого зависит в общем случае от сопротивления вмещающих пород $\rho_{в.м}$, а в случае понижающего проникновения еще и от диаметра зоны проникновения D .

Под *микробоковым каротажем (МБК)* понимают микрокаротаж с фокусировкой тока. На практике применяют четырехэлектродный, двухэлектродный (рис. 7) и трехэлектродный микрозонды. Электроды зонда смонтированы на резиновом башмаке с рабочей кривизной поверхности 200 мм. Электрод A_0 имеет размеры 15×70 мм; длина экранного электрода A_3 208 мм, ширина – 102 мм. Через центральный электрод A_0 протекает постоянный ток I , а через экранный электрод A_3 пропускают ток такой же полярности, как и через A_0 . Сила тока регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами M и N была равна нулю. Кажущееся удельное сопротивление получают путем измерения потенциалов одного из электродов M или N относительно удаленного измерительного электрода. Малые расстояния между электродами в МБК обуславливают небольшую глубину исследования. Однако благодаря наличию экранного электрода A_3 ток из электрода A_0 распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к ее стенке. Вследствие этого заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины на показания МБК.

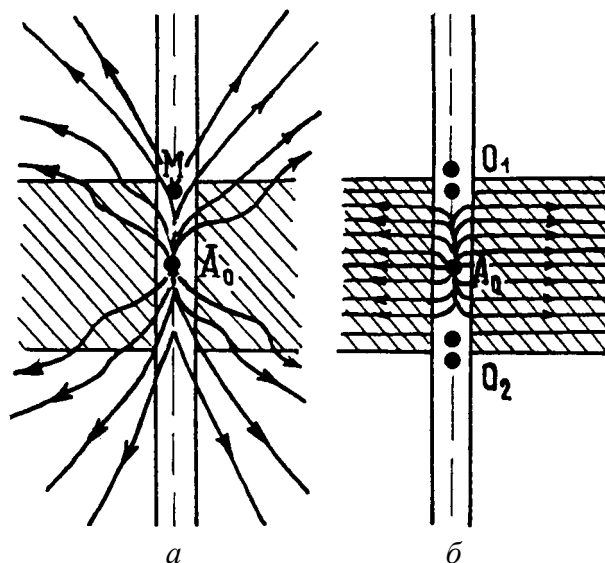


Рис. 6. Распределение токовых линий, выходящих против середины пласта высокого сопротивления электрода A_0 обычного зонда (а) и зонда бокового каротажа (б)

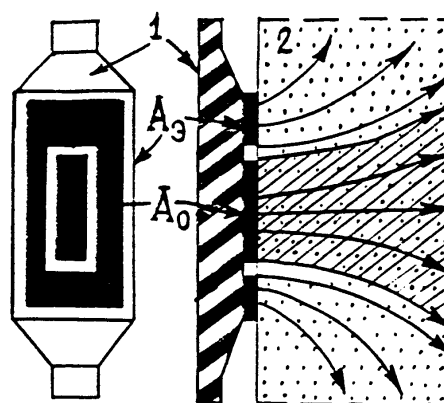


Рис. 7. Схема двухэлектродного бокового микрозонда и характер распределения токовых силовых линий: 1 – башмак микрозонда, 2 – изучаемая среда. Заштрихованы области фокусировки тока

Интерпретация диаграмм МБК заключается главным образом в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{п.п.}$. В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления ρ_k различают плотные и трещиновато-кавернозные породы. На показания МБК высокопроводящая (высоко-минерализованная) промывочная жидкость оказывает незначительное влияние, поэтому данный метод является неотъемлемой частью комплекса геофизических работ, выполняющихся в скважинах, которые бурятся на соляном растворе.

Индукционный каротаж (ИК). Является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгодно отличается от каротажа обычными зондами и от БК тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом.

Измерения при ИК производятся с помощью спускаемого в скважину глубинного прибора, состоящего в наиболее простом виде из двух катушек: возбуждающей, питаемой переменным током, и приемной (измерительной), снабженной усилителем и выпрямителем. Электронная схема прибора обеспечивает питание генераторной катушки переменным током частотой 20–80 кГц, усиление и преобразование сигнала измерительной катушки. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле, индуцирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют собой окружности с центром по оси скважины. Вихревые токи в породах создают вторичное магнитное поле. Первичное и вторичное переменные магнитные поля индуцируют ЭДС в приемной катушке. Индуцированная первичным полем ЭДС E_1 является помехой и компенсируется введением в цепь приемной катушки равной ей ЭДС, и противоположной по фазе. Остающаяся в измерительной цепи ЭДС E_2 , индуцированная вторичным магнитным полем вихревых токов, подается в измерительный преобразователь для усиления и преобразования, после чего по жиле кабеля на поверхность, где записывается регистрирующим прибором.

Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной, а сила вихревых токов, возникающих в окружающей породе, определяется электропроводностью породы. Соответственно ЭДС E_2 , наведенная вторичным полем в измерительной катушке, в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород $\sigma_{п}$ и, следовательно, пропорциональна их удельному сопротивлению. Зарегистрированная по стволу скважины кривая должна характеризовать изменения удельной электропроводности породы в разрезе. Так как среда, окружаю-

щая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость σ_k аналогично кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k . Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс-проводимость проводника, имеющего сопротивление в 1 Ом.

Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая ИК, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением (рис. 8). При повышающем проникновении влияние зоны проникновения на результаты ИК невелико. Понижающее проникновение оказывает влияние, начиная уже с проникновения промывочной жидкости на глубину, превышающую три диаметра скважины ($D > 3 d_c$).

Индукционный каротаж в отличие от других методов сопротивления не требует непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что дает возможность применять его в тех случаях, когда используются непроводящие промывочные жидкости (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получают при исследовании разрезов низкого и среднего сопротивлений и при наличии повышенного проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. По диаграммам ИК можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение ВНК. Применение соленой промывочной жидкости и высокое удельное сопротивление пород ограничивают использование ИК.

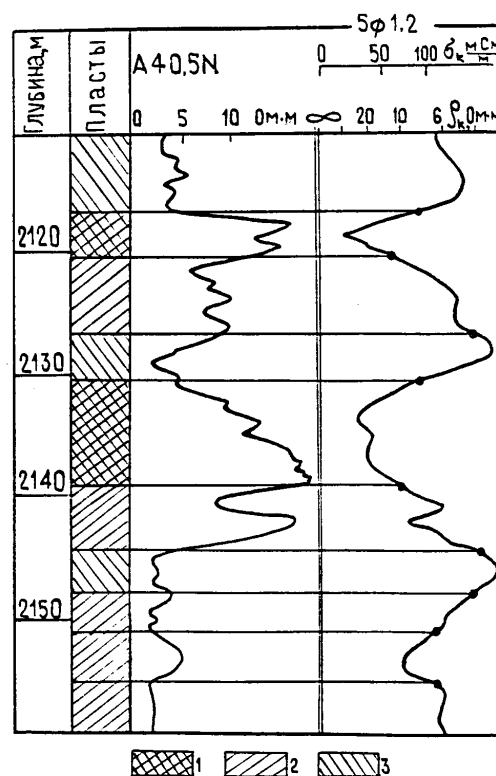


Рис. 8. Расчленение разреза по диаграмме индукционного каротажа: 1–3 – пласты соответственно высокого, среднего и низкого удельного сопротивления (точки на кривой ИК соответствуют границам пластов)

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Вокруг скважины, заполненной глинистым раствором или водой, самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы). Происхождение таких потенциалов в скважине обусловлено диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам, и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации.

Измерение естественных потенциалов сводится к замеру разности потенциалов между электродом M , перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью (глинистым раствором, водой), и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины. Разность потенциалов между перемещаемым электродом M и неподвижным N указывает на изменение электрического потенциала вдоль скважины. Причиной этого является наличие в скважине и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

Регистрируемая кривая естественных потенциалов (кривая ПС) показывает изменение величины потенциала электрического поля у электрода M с глубиной. Точка записи разности потенциалов ΔU относится к электроду M (рис. 9). Разность потенциалов измеряется в милливольты (мВ). Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциалзондом. Операция совместной регистрации кривых получила название стандартного электрического каротажа.

Величину амплитуды аномалий ПС $\Delta U_{ПС}$ отсчитывают от линии глин, называемой условно нулевой линией. Эта линия, обычно прямая, проходит на диаграмме ПС против мощных пластов глин, в которых амплитуда кривой ПС близка к величине ЭДС $E_{ПС}$. Границы мощного пласта ($h/d_c > 4$) отмечаются в точках, соответствующих половине амплитуды отклонения кривой ПС; границы тонких пластов смещены относительно половинной амплитуды отклонения кривой ПС к максимальному отклонению.

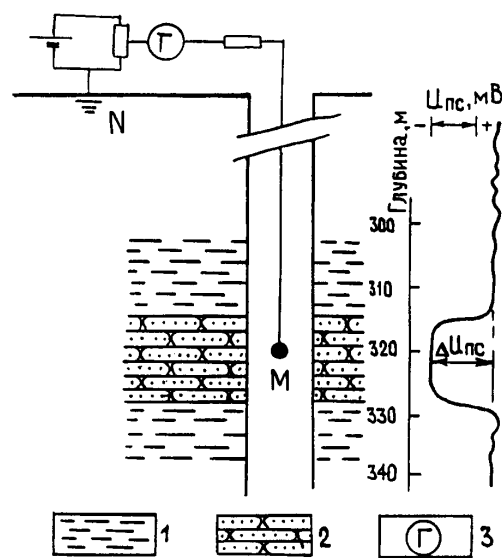


Рис. 9. Схема измерения ПС: 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – регистрирующий прибор

Изучать песчано-глинистый разрез наиболее целесообразно по кривой ПС. Пески, песчаники, алевроиты и алевролиты легко отличаются от глин. Песчано-алевритовые пласты на диаграммах ПС отмечаются минимумами потенциала. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, а следовательно, уменьшается отклонение кривой ПС против него. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы породы, значительно меньшей – карбонатный и наименьшей – силикатный. Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов отрицательная аномалия ПС обычно такая же, как и против водоносных. Против глинистых коллекторов она несколько меньше.

В карбонатном разрезе отрицательными аномалиями на кривой ПС чаще всего отмечаются чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты), как крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные. Кривая ПС для карбонатных пластов (мергели, глинистые известняки и доломиты), содержащих глинистый материал, сосредоточенный в порах или в рассеянном виде, по всей толще породы незначительно отклоняется от кривой ПС для глин. Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в высокоомном разрезе затруднительно.

Прочие электрометоды и комплексы электрических измерений в скважине. Помимо вышеперечисленных электрометодов в практике каротажа скважин используются иногда и методы вызванных потенциалов (ВП) и диэлектрический каротаж (ДК). Метод ВП предназначен для оценки свойств горных пород и основан на способности пород поляризоваться при прохождении через них электрического тока. Чаще всего метод ВП находит применение для выделения угольных и рудных пластов. Метод ДК основан на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости горных пород ϵ_k , которая численно равна диэлектрической проницаемости такой однородной непроводящей среды, показания которой равны показаниям в данной неоднородной среде с конечным сопротивлением.

Для сокращения времени производства геофизических работ применяют комплексы электрометодов, когда одновременно за один спуск-подъем осуществляются измерения несколькими различными зондами или методами.

2.2. Радиоактивные методы каротажа

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов

элементов, называют радиоактивным каротажем (РК) [4, 6, 8]. Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, позволяющий изучать естественное γ -излучение горных пород; гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж, основанное на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов.

Радиоактивностью называется способность неустойчивых атомных ядер самопроизвольно (спонтанно) превращаться в более устойчивые ядра других элементов, испуская α - β - γ -лучи и элементарные частицы (электроны, нейтроны, протоны, позитроны и нуклоны). Радиоактивность атомных ядер, находящихся в естественных условиях, получила название естественной радиоактивности, а радиоактивный распад атомных ядер при их бомбардировке элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, γ -частицами и др.) – искусственной радиоактивности. Однако эти названия отражают лишь способ получения радиоактивного изотопа, а радиоактивность в обоих случаях определяется свойствами атомных ядер переходить из одного состояния в другое, более устойчивое, с иными фи-

зическими и химическими свойствами. Процесс превращения одного изотопа химического элемента в другой называется *радиоактивным распадом*, который обусловлен внутренним состоянием атомного ядра, поэтому на скорость радиоактивного распада не влияют температура и давление, электрическое и магнитное поля, вид химического соединения данного радиоактивного элемента и его агрегатное состояние.

Гамма-каротаж (ГК) позволяет проводить измерения интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины. Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения, расположенного в глубинном приборе. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера – Мюллера или более эффективные,

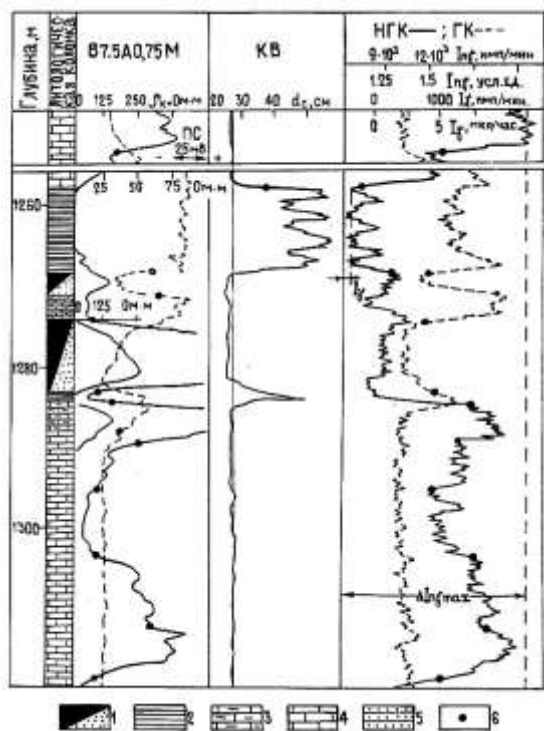


Рис. 10. Расчленение разреза по водородосодержанию пород по диграммам ГК, НГК и электрометрии: 1 – песчаник нефтеносный; 2 – глина; 3 – известняк глинистый; 4 – известняк; 5 – алевролит глинистый; 6 – точки, соответствующие границам пластов на кривых ГИС

лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики. Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется *гамма-каротажной кривой* (рис. 10).

Измеряемое при ГК γ -излучение включает в себя также и так называемое фоновое излучение (фон), которое вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Фон резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

Благодаря статистическим флуктуациям – колебаниям интенсивности излучения вокруг некоторой средней величины в одних и тех же условиях – кривая ГК имеет отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов. В общем случае интенсивность γ -излучения пластов, вскрываемых скважиной, приблизительно пропорциональна γ -активности пород. Однако при одинаковой γ -активности породы с большей плотностью характеризуются более низкими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения γ -лучей.

Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности γ -излучения за счет естественной радиоактивности колонн, промывочной жидкости и цемента и в ослаблении γ -излучения горных пород вследствие поглощения γ -лучей колонной, промывочной жидкостью и цементом. Условно считают, что эффективный радиус действия установки гамма-каротажа (радиус сферы, из которой исходит 90 % излучений, воспринимаемых индикатором) соответствует приблизительно 30 см; излучение от более удаленных участков породы поглощается окружающей средой, не достигнув индикатора.

ГК широко применяется для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а иногда и пористости коллекторов, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК). Метод измерения характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины, называется гамма-гамма-каротажем. Существуют две основные модификации ГГК: плотностной и селективный. Более широко используется плотностной ГГК.

При ГГК измеряется жесткая составляющая рассеянного γ -излучения. В качестве источника используется изотоп кобальта ^{60}Co , испускающий γ -кванты сравнительно большой энергии. Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта. Индикатор заключен в стальную гильзу, поглощающую мягкий компонент γ -излучения, который

не достигает индикатора. В этом случае регистрируется жесткий компонент рассеянного γ -излучения и получаемая кривая ГГК несет информацию об изменении объемной плотности окружающей среды.

Между интенсивностью рассеянного γ -излучения и плотностью горных пород существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем больше рассеяние и тем меньше регистрируемое γ -излучение. На кривой ГГК минимальные показания соответствуют плотным породам – ангидридам, крепким доломитам и известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы - гипсы, глины, каменная соль, высокопористые разновидности известняков, песчаников, доломитов. Средние и пониженные значения характерны для глинистых известняков и песчаников (рис. 11).

При учете данных, характеризующих условия измерений в скважине и эффективность регистрации применяемой аппаратуры, возникает возможность перехода от показаний ГГК к объемной плотности пород $\delta_{\text{п}}$, а от плотности – к пористости $K_{\text{п}}$. По результатам ГГК может быть определена общая пористость, включая объем межзерновых пор, каверн и трещин, независимо от характера сообщаемости и гидропроводности пор коллектора.

Наиболее тесная зависимость между пористостью и плотностью наблюдается в однокомпонентных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом, что позволяет оценивать их пористость непосредственно по кривой ГГК. Показания ГГК существенно зависят от диаметра скважины, расстояния от стенки прибора (со стороны индикатора) до стенки скважины, от толщины глинистой корки, плотности промывочной жидкости и других факторов.

Для уменьшения влияния каверн и глинистой корки на показания ГГК используются приборы, которые прижимаются к стенке скважины с коллимированными источниками и индикаторами. Это позволяет увеличить радиус исследования зондом ГГК. Зарегистрированные одним зондом данные оказываются вполне достаточными для качественной интерпретации, но не могут быть использованы непосредственно для количественного определения плотности пород.

Оценка плотности пород по кривой ГГК, записанной одним зондом, возможна путем эталонирования диаграммы по двум опорным горизонтам с известными значениями $\delta_{\text{п}}$, аналогично эталонированию диаграмм гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа при замене абсолютных значений относительными. Рассчитав линейную зависимость $J_{\text{ГГК}} = f(\delta_{\text{п}})$ для опорных пластов, по которым имеются керновые данные, определяют плотность исследуемого пласта $\delta_{\text{п}}$ по величине $J_{\text{ГГК}}$. ГГК также находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценке их пористости.

В отличие от многих других методов геофизического исследования скважин ГГК одинаково чувствителен к изменению как малых значений, пористости так и больших. В этом и есть его существенное преимущество. Данные ГГК широко используются при изучении и контроле технического состояния скважин, оценке качества тампонажных работ, выявлении интервалов притока в скважину флюидов различной плотности и других.

Нейтронный гамма-каротаж и его модификации. Нейтронный гамма-каротаж позволяет изучать характеристики нейтронного и γ -излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. Различают стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин.

К числу *стационарных методов* относятся союственно нейтронный гамма-каротаж (НГК) и нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым (ННК-Н) нейтронам.

Собственно нейтронный гамма-каротаж основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов (см. рис.10). Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения вторичного γ -излучения или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов с глубиной. В скважинном приборе, который используется при нейтронном каротаже, содержатся источник и индикатор γ -излучения (при НГК) или плотности нейтронов (при НК-Т и НК-Н). Расстояние между источником нейтронов и индикатором соответствует длине зонда L_3 . Общая величина γ -излучения, регистрируемая путем НГК, складывается из трех компонентов:

– интенсивности γ -излучения $I_{\text{НГК}}$, возникающего в результате радиационного захвата ядрами породы (радиационное или вторичное γ -излучение);

– γ -излучения $I_{\text{ГК}}$ источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или вследствие облучения стенок скважины γ -лучами, часть которых рассеивается породой в направлении индикатора (для ослабления непосредственного γ -излучения от нейтронного источника между ним и индикатором устанавливается свинцовый экран);

– естественного γ -излучения $I_{\text{ГК}}$, обусловленного естественной радиоактивностью породы. Влияние естественного γ -излучения при количественных определениях учитывается по данным гамма-каротажа.

Величина $I_{\text{НГК}}$ является наиболее важной составляющей, которая значительно превышает $I_{\text{ГК}}$ и $I_{\text{ГК}}$.

При исследованиях зондами, длина которых L_3 более 40 см, плотность нейтронов в среде с большим водородосодержанием в зоне размещения

индикаторов мала, поскольку в такой среде продвижение нейтронов замедляется и они поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием на диаграммах НГК отличаются низкими показами. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно и показаний НГК.

На результаты НГК значительное влияние оказывают также элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов:

хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Из них наиболее широко распространен в осадочной толще хлор.

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – породы с высоким водородосодержанием и с низким. К первой группе пород относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные в естественных условиях жидкостью. При измерениях большими зондами ($L_3 \geq 40$ см) на диаграммах НГК эти породы отмечаются низкими показаниями (рис. 10, 11).

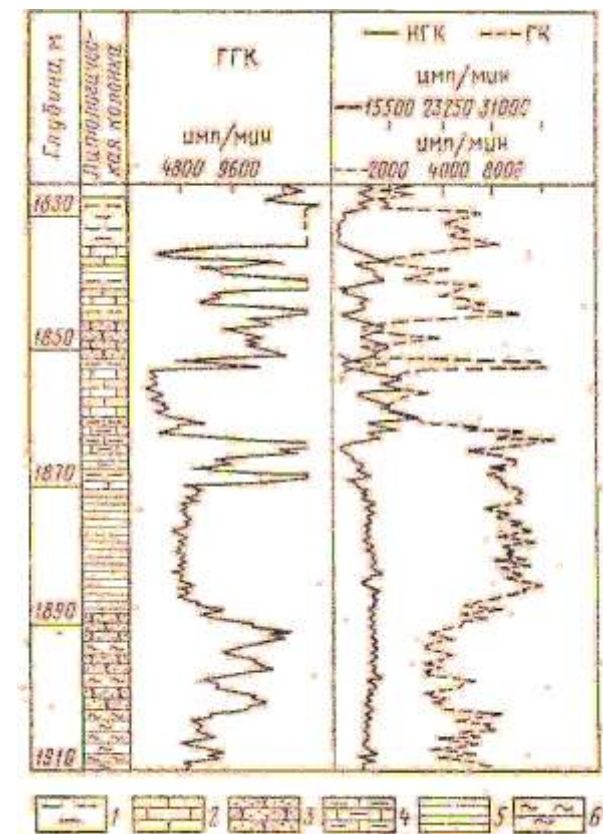


Рис. 11. Данные радиоактивного каротажа для различных пород: 1 – глина; 2 – известняк плотный; 3 – песчаник; 4 – известняк глинистый; 5 – аргиллит; 6 – алевролит

Во вторую группу пород входят малопористые разности – плотные известняки и доломиты, цементированные песчаники и алевролиты, а также гидрохимические образования (ангидриты, каменная соль). На диаграммах НГК, зарегистрированных большими зондами, эти породы выделяются высокими показаниями. Для таких осадочных пород, как пески, песчаники, пористые карбонаты, показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода (насыщенности водой, нефтью или газом).

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора имеют приблизительно одинаковые значения НГК. В то время как газоносные пласты характеризуются более высокими значениями.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н). На диаграммах ННК-Т водородосодержащие пласты выделяются, так же, как и на диаграммах НГК, низкими значениями радиоактивности, малопористые пласты – более высокими значениями.

На показания ННК-Т значительно влияют некоторые критические элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, например, хлор, поэтому результаты исследования сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды. Показания же ННК-Н практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе и хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды – водородосодержанием. Следовательно, показания ННК-Н более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и ННК-Т. Преимущество методов ННК-Т и ННК-Н перед НГК в том, что на результаты, полученные этими методами, не влияют на естественное γ -излучения и γ -излучения источников нейтронов. Длина зондов при ННК-Т и ННК-Н выбирается равной 0,4–0,5 м. Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна малая глубина исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания изменяется от 20 до 30 см, уменьшаясь с ростом водородосодержания

НК в комплексе с ГК и другими методами ГИС дают возможность выделять в разрезе глины, плотные породы и участки повышенной пористости. Если поры чистой породы заполнены пресной водой или нефтью, НК характеризует емкость этих пор. В сочетании с ГК нейтронные методы используются для выявления газонасыщенности зон (характерное влияние газа на показания ГК и НК улучшает выделение газоносных пород). В эксплуатационных скважинах методы НК применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов. При исследовании нефтяных и газовых скважин наиболее широко используется НГК; при низкой минерализации пластовых вод и промывочной жидкости целесообразно применение ННК-Т.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) и его применение. Сущность импульсного нейтронного каротажа заключается в изучении стационарных нейтронных полей и γ -полей, создаваемых генератором нейтронов, работающим в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц, при котором происходит облучение пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью Δt_d , сле-

дующими друг за другом через определенный промежуток времени t . После истечения времени t_3 задержки включается наземная измерительная аппаратура и на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом. Изменяя время включения измерительной аппаратуры (время задержки t_3) и измеряя при этом плотность нейтронов на протяжении времени Δt , изучают процессы взаимодействия их с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов.

При помощи импульсных нейтронных методов изучают зависимости плотности тепловых нейтронов n_t (или интенсивности вторичного γ -излучения $I_{\text{НГК}}$ от времени) и закономерности взаимодействия нейтронов с веществом в заданный момент времени с регистрацией элементарных частиц в течение времени t_3 . Различают *импульсный нейтрон-нейтронный каротаж* (ИННК) и *импульсный нейтронный гамма-каротаж* (ИНГК).

В практике исследования нефтегазовых скважин в настоящее время используются зонды длиной 35–40 см. Наличие зоны проникновения фильтрата глинистого раствора эквивалентно увеличению диаметра скважины. В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата раствора обычно не превышает радиус исследования, и в течение первого периода после крепления скважины показания ИНК обусловлены в основном только влиянием зоны проникновения. При качественной интерпретации диаграммы ИНК руководствуются следующим: малопористые неглинистые пласты, нефтеносные и газonosные коллекторы характеризуются максимальными значениями плотности тепловых нейтронов n_t и γ -излучений $I_{\text{НГК}}$; глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой, и другие – минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главной задачей является выделение в разрезе нефтегазосных пластов и определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов. ИНК широко применяется при исследовании действующих, обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти и газа между пластами, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разреза и границ ВНК скважин, крепленных колонной и открытых.

Другие радиоактивные методы. Кроме основных методов радиометрии скважин, основанных на регистрации интегральной интенсивности γ -излучения или нейтронного излучения, используются их спектральные модификации – спектрометрия естественного, нейтронного и рассеянного γ -излучения. Метод меченных атомов (ММА) основан на вводе радиоак-

тивных изотопов в жидкость, закачиваемую в скважину, с последующим замером искусственно созданной радиоактивности в пластах горных пород. Среди стационарных методов НК используются спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (НГК-С), метод наведенной активности (МНА), импульсный нейтронный гамма-каротаж неупругого рассеяния нейтронов (ИНГКМР), ИНГК наведенной активности, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж резонансного поглощения тепловых нейтронов (ИННКП-Т).

2.3. Акустические и другие неэлектрические методы исследования скважин

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

В естественном залегании горные породы практически являются упругими телами. Если в элементарном объеме некоторой упругой среды в течение короткого времени действует внешняя возбуждающаяся сила, в среде возникают напряжения, вызывающие относительное перемещение частиц. Это ведет к возникновению двух типов деформации: деформации объема (растяжения, сжатия) и деформации формы (сдвига). Процесс последовательного распространения деформации называется упругой сейсмической волной, которая распространяясь во все стороны захватывает все более удаленные области. Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой уже возникло колебание частиц, от той, где колебания еще не наблюдаются, называется фронтом волны.

Линии, нормальные к волновым поверхностям, носят название лучей. В однородной среде лучи прямолинейны, а в неоднородной имеют криволинейную форму. Распространение фронта волны изучается при помощи известного в геометрической сейсмике принципа Гюйгенса-Френеля, согласно которому каждая точка фронта рассматривается как источник элементарных волн, а понятие луча связывается с направлением переноса энергии волны. Различают два типа волн – продольные P и поперечные S .

Продольная волна позволяет получить информацию только деформации объема. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Поперечная волна связана с деформацией формы; распространение ее сводится к скольжению слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около сво-

его первоначального положения в направлении, перпендикулярном направлению распространения волны. Поперечные волны могут существовать только в твердых телах.

Если упругая волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, то часть энергии волны отражается – образуется отраженная волна, а часть проходит через границу – проходящая волна. Отраженная волна возникает в том случае, если волновое сопротивление (произведение плотности на скорость) одной среды больше, чем другой. Волна, проходящая через границу раздела, изменяет свое направление – луч преломляется. Из законов геометрической сейсмологии следует, что $\sin \alpha / \sin \beta = V_1 / V_2$, где α – угол падения; β – угол преломления; V_1 и V_2 – скорости распространения волны в средах I и II. При $V_2 < V_1$ луч проходящей волны удаляется от границы раздела, при $V_2 > V_1$ приближается к ней и, начиная с некоторого критического угла падения i , удовлетворяющего условию $\sin i = V_1 / V_2$, скользит вдоль границы раздела, а угол преломления становится равным 90° .

Начиная с критических точек, фронт проходящей волны движется вдоль границы с постоянной скоростью V_2 , в то время как скорость движения фронта падающей волны по границе становится меньше V_2 и продолжает уменьшаться, стремясь, по мере увеличения угла падения, к значению истинной скорости в покрывающем слое, т.е. к V_1 . Фронт падающей волны продолжает возбуждать отраженную, но уже не вызывает проходящей волны. Наоборот, фронт проходящей волны, достигая последующих точек границы раньше, чем фронт падающей, порождает новую, так называемую преломленную (головную) волну.

Акустический каротаж в основном сводится к определению скорости распространения упругих колебаний в пересеченных скважиной породах (АК по скорости); могут также определяться поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию). Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости и формы порового пространства, и, следовательно, тесно связана с их литологическими и петрографическими свойствами. Поглощающие свойства горных пород зависят от их геологического характера. Среди горных пород наибольшей способностью ослаблять упругие колебания обладают газоносные, трещинные и кавернозные породы. Сильное влияние на затухание других колебаний оказывают глинистые породы. Основным зондом, применяемым в АК, является трехэлементный, который состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя И и двух, расположенных на некотором расстоянии от него приемников Π_1 и Π_2 , воспринимающих колебания. Расстояние между приемниками Π_1 и Π_2 является характерной ве-

личной – базой S ; длине зонда L_3 соответствует расстояние от излучателя до ближайшего приемника.

В используемой при АК ультразвуковой установке излучатель посылает импульсы колебаний, состоящие из трех-четырех периодов (6–8 фаз) с колокольной формой огибающей. В некоторый момент времени t_0 частица приходит в движение. Первое отклонение ее от положения равновесия называют вступлением волны. Величину максимального отклонения называют амплитудами фаз волны, промежуток времени, разделяющий два соседних максимума или минимума, – видимым периодом волны T . Преобладающей частотой волны является $f = 1/T$. Акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами путем измерения интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ [мкс/м].

Часть пути от излучателя до приемника возбужденная волна проходит по промысловочной жидкости и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого из приемников, вычитаются из времени вступления t_2 и t_1 , что обеспечивает исключение влияния скважины при измерениях трехэлементным зондом. Влияние скважины возможно лишь в том случае, когда в интервале между приемниками резко изменяется диаметр скважины.

Разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников, равняется длине отрезка $\Pi_1\Pi_2$, т.е. базе зонда S . Из этого следует, что скорость распространения упругой волны $V_{\Pi} = S/(t_2 - t_1)$ или время пробега на единицу длины в трехэлементном зонде $\Delta t = 1/V_{\Pi} = (t_2 - t_1)/S$.

Скорость распространения упругой волны в пласте V_{Π} , определяемая при акустическом каротаже, называется пластовой, или интервальной, а Δt – интервальным временем пробега продольной волны.

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважиной. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов – мощности излучателя, расстояния от него до данной точки и характера горных пород. В однородной среде при распространении волны со сферическим фронтом количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе в интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы, не влияют на измеряемые величины. Мощный пласт ($h >$

S) характеризуется симметричной аномалией, ширина которой между точками отхода (точки отклонения от вмещающей среды) равна сумме мощности пласта и базы зонда ($h + S$). Вертикальный участок характеризует истинное время пробега волны. Тонкий пласт ($h \leq S$) в однородной толще характеризуется симметричной аномалией. Если мощность пласта $h = S$, кривая имеет симметричную форму и значение Δt в максимуме (минимуме) дает представление об истинной пластовой скорости (рис. 12). Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы выделяются среди гранулярных неглинистых пород, так же как и глинистые, по уменьшению амплитуд A и увеличению $\alpha_{ак}$.

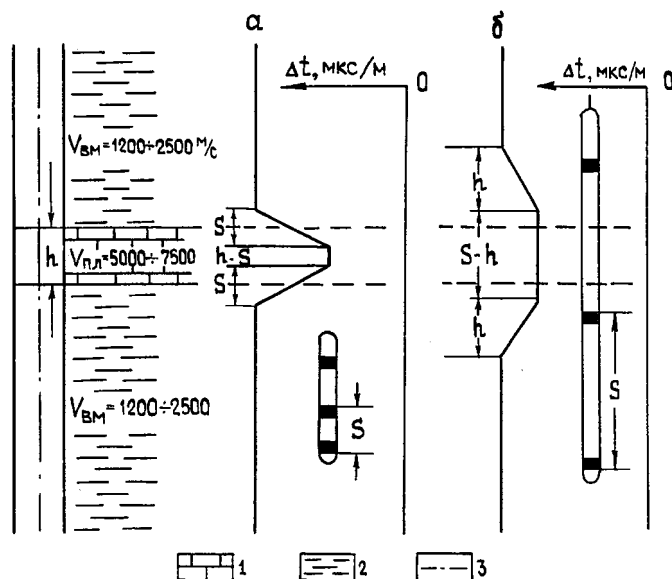


Рис. 12. Интервальное время для пластов различной мощности: a – мощный пласт ($h > S$); b – тонкий пласт ($h < S$); 1 – известняк, 2 – глина, 3 – ось скважины

При выборе длины зонда руководствуются тем, чтобы зона проникновения как можно меньше влияла на результаты определения скорости распространения волн в неизменной части пласта. Это достигается за счет увеличения длины зонда, так как при длинных зондах происходит снижение дифференцированности кривой.

Данные АК в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород; выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; уточнить литологию разреза; получить сведения о техническом состоянии скважин (высота подъема цементного кольца в затрубном пространстве и качестве цементации скважин), вычислить средние и пластовые скорости распространения упругих колебаний, используемых при интерпретации данных сейсморазведки. Располагая диаграммами АК, можно сократить объем сейсморазведочных работ по выделению отражающих горизонтов и оценке качества отражений.

Растояние между приемниками (база S) характеризует разрешающую способность зонда. Чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграмме АК. Однако уменьшение базы ведет к снижению точности измерений. На практике размер базы устанавливается меньше мощности самого тонкого из интересующих нас слоев.

При выборе длины зонда руководствуются тем, чтобы зона проникновения как можно меньше влияла на результаты определения скорости распространения волн в неизменной части пласта. Это достигается за счет увеличения длины зонда, так как при длинных зондах происходит снижение дифференцированности кривой.

Термометрия скважин. Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Результаты температурных измерений в скважине помогают решить ряд практических задач при бурении и эксплуатации скважин.

Температурные измерения в скважине производят также с целью изучения технического состояния скважин: определения основных геотермических параметров (геотермического градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, температуропроводности), высоты подъема цемента за колонной, выявления перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, установления интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения.

Высокочувствительная термометрия эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные газохранилища, глубины закачанного под давлением цемента, местоположения продуктивного пласта и газонефтяного контакта, мест потери циркуляции в бурящейся скважине и зон гидроразрыва.

Магнитный и ядерно-магнитный каротаж. Для изучения геологического разреза скважин и выделения в нем полезных ископаемых используются магнитные и ядерно-магнитные свойства горных пород. Методы ГИС, основанные на изучении магнитных свойств пород, слагающих разрез скважин, называют магнитным каротажем. Существуют две его модификации: каротаж по естественному магнитному полю и магнитной восприимчивости.

Каротаж по магнитному полю (скважинная магниторазведка) основан на изучении магнитных аномалий, связанных с магнитным полем Земли, которое в каждой точке пространства характеризуется вектором напряженности. Величина и направление этого вектора определяются тремя составляющими X , Y и Z , измерение которых может осуществляться с помощью трех взаимно перпендикулярных магниточувствительных датчиков, расположенных соответственно вдоль оси скважины (измерение Z), в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины (измерение X) и в горизонтальной плоскости (измерение Y). Каротаж по магнитному полю применяют для выявления намагниченных рудных тел в околоскважинном пространстве.

Каротаж магнитной восприимчивости пород основан на измерении этой величины двумя разными способами: по изменению индуктивности соленоида и величине реактивной составляющей напряженности вторич-

ного магнитного поля. Такой каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, их корреляции, выделения зон оруденения, определения содержания железа в магнетитовых рудах, получения данных для интерпретации аномалий магнитного поля, отмеченных при магнито-разведке.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на том, что ядра ряда элементов, таких как водород, фтор, алюминий, углеводород) обладают собственным механическим моментом (спином) и магнитным моментом, оси которых совпадают. При помещении таких ядер в постоянное внешнее магнитное поле H их магнитные моменты стремятся ориентироваться в направлении вектора данного поля, что ведет к возникновению ядерной намагниченности.

При снятии внешнего магнитного поля из-за беспорядочного теплового движения атомов и молекул вещества происходит разрушение приобретенной ядерной намагниченности. Если это происходит в присутствии остаточного магнитного поля, например поля Земли, ядра стремятся перемещаться вдоль этого поля, прецессируя вокруг него подобно волчку в поле силы тяжести, с частотой около 2 кГц (частотой Лармора), обусловленной напряженностью магнитного поля Земли ($H_z \approx 40$ А/м) и гиромангнитными свойствами ядер. Частота прецессии (ларморова частота) пропорциональна гиромангнитному отношению $\gamma_{\text{гир}}$ (отношению магнитного момента процессирующих ядер к их моменту количества движения) и напряженности магнитного поля.

ЯМК основан на регистрации эффектов свободной прецессии ядер водорода. Аппаратура ЯМК позволяет одновременно автоматически регистрировать две или три каротажные кривые изменения (амплитуд сигнала свободной прецессии при фиксированных временах t_1 , t_2 и t_3 и постоянных значениях $t_{\text{пол}}$ и $t_{\text{ост}}$ по разрезу скважины. По этим данным оценивается (или непосредственно регистрируется при использовании счетно-решающего устройства) величина V_0 , приведенная к моменту выключения поляризирующего тока. Интерпретация диаграмм ЯМК заключается в определении величин измеряемого сигнала свободной прецессии (ССП) и времени продольной релаксации T_1 . Время поперечной релаксации T_2 , будучи искажено неоднородностью поля Земли, для изучения разрезов скважин не используется. На основании интерпретации диаграмм ЯМК возможно выделение коллекторов и оценка их коллекторских свойств и оценка характера насыщения коллектора и перспективы получения нефти, газа или воды из пласта.

ЯМК предназначен для выделения пластов, содержащих подвижный флюид, определения их пористости и характера насыщения. Метод ЯМК

используется также для разделения нефтеносных и битумизированных пород.

Газовый и механический каротаж. Комплекс геохимических исследований скважин включает в себя: газовый каротаж, применяемый в процессе бурения и после бурения. Геолого-технические исследования скважин заключаются в сборе и обработке комплексной геологической, геохимической, геофизической и технологической информации. Основными объектами информации являются промывочная жидкость, шлам, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др.

Пластовая наклонметрия служит для определения параметров залегания пластов (угла падения α и азимута λ) по данным геофизических измерений в скважине. Данные о наклоне пласта необходимы для интерпретации материалов ГИС. Азимут и угол падения пластов определяют в скважине при помощи специального глубинного прибора – пластового наклономера.

2.4. Промыслово-геофизическое оборудование

К геофизической аппаратуре относятся наземные геофизические измерительные лаборатории и скважинные геофизические приборы. Геофизическое оборудование обеспечивает электрическую и механическую стыковку скважинной и наземной аппаратуры посредством кабеля, спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов с помощью подъемника, блок-баланса и других вспомогательных приспособлений [4,8,21].

Геофизические кабели. Грузонесущие геофизические кабели рассчитаны на номинальное переменное напряжение до 660 В, предназначены для геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в скважинах и служат для спуска в скважину глубинных приборов и обеспечения их связи с наземной аппаратурой, неся при этом механическую нагрузку.

Марка кабеля состоит из буквенных и цифровых обозначений. Цифры после буквенного обозначения КГ (кабель геофизический) указывают соответственно число жил в кабеле, номинальное разрывное усилие в килоньютонках (кН) и максимальную рабочую температуру ($^{\circ}\text{C}$); последующие буквенные обозначения отражают особенности кабеля (Ш – шланговый, ШМ – шланговый маслостойкий), например КГ1-70Ш или КГ3-18–70ШМ. Для проведения исследований в нефтяных скважинах в настоящее время широко применяются получили бронированные кабели. В одножильном кабеле медные и стальные проволоки малого диаметра скручены в одну жилу и покрыты резиновой (фторопластовой, полиэтиленовой) изоляцией и хлопчатобумажной оплеткой. В многожильных бронированных кабелях (трехжильном, семижильном) изолированные жилы скручены вместе и за-

прессованы в резиновый шланг, поверх которого наложена броня из двух повивов стальной проволоки.

Скважинные приборы (зонды, электроды, грузы). Скважинные геофизические приборы должны отвечать следующим техническим требованиям:

- работают в достаточно сложных условиях;
- выдерживать высокие температуры (до 250 °С) и давления (до 120 МПа);
- быть стойкими к химически агрессивной внешней среде – растворам солей, щелочи, нефти, газу; механическим воздействиям, возникающим при движении приборов.

Для сокращения времени производства ГИС применяют комплексные исследования несколькими зондовыми установками. Из комплексной скважинной аппаратуры наиболее часто используют аппаратуру электрического метода типа Э и комплексную аппаратуру типа КАС.

Под зондом электрического каротажа понимается опускаемое в скважину измерительное устройство, содержащее измерительные и токовые электроды. Их число и расстояние между ними в многоэлектродном зонде определяются комплектом зондов, используемых при выполнении записей с комплексным скважинным прибором. Верхний конец многоэлектродного зонда соединяется с кабелем, а нижний вводится в глубинный прибор. Механическое и электрическое соединение зонда с кабелем осуществляется с помощью стандартных кабельных наконечников и зондовых головок.

Электроды изготавливаются из свинцового провода диаметром 5-6 мм с сердцевинкой из стальных проволок, служащих для увеличения прочности. Свинец обеспечивает более устойчивую электродную разность потенциалов на контакте с промывочной жидкостью по сравнению с другими металлами (медь, латунь, железо).

Грузы подвешиваются к зонду или легким глубинным приборам для обеспечения надежности их спуска в скважину. Применяют грузы свинцовые и чугунные, которые поддаются разрушению в случае оставления их в забое. Свинцовый груз представляет собой свинцовую цилиндрическую болванку, внутри которой имеется каркас. Чугунные грузы состоят из фасонных колец, собранных на центральном стержне.

Спускоподъемное оборудование (подъемники, блок-балансы, датчики глубин). Спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов на кабеле производится с помощью подъемника, блок-баланса и кабеля. *Подъемник* – спускоподъемное оборудование, установленное на автомобиле. Используются подъемники с лебедками разных размеров и конструкций - в зависимости от типа и длины кабеля (ПК-2, ПК-4 и др.). Лебедки устанавливаются в кузове автомобиля и приводятся в движение автодвигателем.

телем. Подъемники обеспечивают перемещение кабеля со скоростью 50–10000 м/ч.

Блок-балансы служат для направления кабеля в скважину, с их помощью горизонтальное движение кабеля преобразуется в вертикальное и фиксируется длина перемещаемого через него кабеля. На блок-балансе крепятся датчик глубин и датчик натяжения кабеля. Обычно используются рамочные или подвесные блок-балансы.

Датчик глубин представляет собой устройство дистанционной передачи вращения мерного ролика лентопротяжному механизму регистратора и счетчикам глубин, установленным на контрольных панелях подъемника и лаборатории. Точное измерение длины кабеля, спущенного в скважину, осуществляется путем нанесения на него через определенные расстояния магнитных меток. Длина спущенного в скважину кабеля (глубина положения зонда или скважинного прибора) отсчитывается от точки отсчета глубин. При исследовании нефтегазовых скважин за точку отсчета обычно принимают уровень стола ротора. Если на скважине бурильный станок отсутствует, то за точку отсчета принимают уровень земной поверхности или фланец обсадной колонны.

Лаборатории и каротажные станции. Геофизические измерительные лаборатории, называемые в некоторых случаях станциями, по способу регистрации геофизической информации подразделяются на аналоговые, аналогово-цифровые, цифровые и компьютеризированные. Лаборатории предназначены для геофизических исследований разрезов скважин, контроля разработки месторождений нефти и газа и изучения технического состояния скважин, геолого-технологического контроля и исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания пластов, отбора керна (образцов пород) приборами на кабеле, прострелочно-взрывных работ в скважинах и т.д.

Аналоговые лаборатории предназначены для исследования скважин приборами на одно-, трех- и семижильном кабелях и позволяют проводить замеры всеми известными геофизическими методами. Результаты измерений регистрируются на светочувствительной бумаге с помощью осциллографов Н015 и Н017 (лаборатории типа ЛКЦ7-02, СК-1 и АКС-65-П) или с помощью двухканального самопишущего потенциометра типа ПАСК (лаборатория типа АЭКС), позволяющих записывать диаграммы ГИС в масштабах глубин 1:500, 1:200, 1:100, 1:50 и 1:20.

Аналогово-цифровые лаборатории – серийные геофизические лаборатории, модернизированные путем применения в них аппаратуры цифровой регистрации данных ГИС, т.е. параллельно с аналоговой регистрацией информации ведется регистрация аналоговых сигналов в кодовой форме на магнитной ленте или перфоленте. Разработано несколько цифровых реги-

страторов, преобразующих аналоговые сигналы в цифровой код: ПЛК-6, АЦРК-2, «Тюмень» и «Триас».

Цифровые лаборатории типа ЛЦК-10 и ЛК-101 предназначены для геофизических исследований с регистрацией информации в цифровой и аналоговой формах. Аналоговый регистратор – НО28, цифровой – ПЛК-6. Имеется блок интерпретации геофизических данных ВК-1.

Автоматические компьютеризированные геофизические лаборатории представляет собой цифровые лаборатории, непосредственно связанные с ЭВМ. Главная задача таких лабораторий осуществлять оперативную и комплексную интерпретацию данных ГИС непосредственно в процессе каротажа скважин.

3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИСТОЛКОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНАЯ ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВО- ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Поиск, разведка и разработка нефтегазовых месторождений осуществляются по данным огромного материала, полученного в результате бурения скважин. Этот материал служит основой для выявления нефтегазоносных горизонтов и позволяет получить информацию о геологическом строении недр. Основные сведения об отложениях горных пород, вскрытых скважиной, являются результатом геофизических исследований, проводимых в каждой скважине. Совместная обработка данных ГИС и материалов, полученных при литологическом и палеонтологическом изучении образцов горных пород, является основой для характеристики каждого из пластов в разрезе изучаемой скважины, его физических свойств, мощности, границ с соседними слоями и т.п. Выделенные по данным ГИС разновидности горных пород увязываются с классификацией тех же пород, которая была установлена ранее на основании изучения физических свойств пород (плотности, твердости, цвета, размеров зерен и т.д.) и их химического состава. Для этого производят увязку геофизических характеристик, полученных в результате интерпретации диаграмм ГИС, с петрографическими характеристиками, выявленными путем изучения образцов пород, отобранных при бурении скважин с определенных глубин в виде керн, или шлама, или проб, отобранных грунтоносами. В дальнейшем, по накоплению достаточного опыта, петрографическую классификацию горных пород можно осуществлять по данным только одних материалов ГИС.

Данные геофизических исследований в скважинах являются важнейшим материалом для составления геологического разреза скважин и для сопоставления между собой (корреляции) разрезов нескольких скважин.

В нефтегазовой отрасли тем или иным комплексом ГИС исследуются все скважины: разведочные, поисковые, эксплуатационные и др. Материа-

лы ГИС также широко используются для геологического картирования и полевой сейсморазведки. Во многих случаях разрезы скважин, построенные по данным ГИС, являются единственным источником информации о последовательности напластований и о составе и свойствах слагающих их пород. Детальное изучение разрезов скважин дает возможность судить об их фациальной изменчивости, об изменении мощности каждого отдельного пласта или пачки пластов, об условиях залегания пластов и т.д.

Широкое использование результатов интерпретации данных ГИС позволяет значительно сократить отбор образцов пород при бурении, получить необходимую информацию в бескерновых скважинах, увеличить скорость проходки скважин и тем самым снизить стоимость бурения. Материалы ГИС можно также с успехом использовать и для стратиграфической идентификации отложений. Однако необходимо отметить, что интерпретация материалов ГИС, проводимая с целью стратиграфического расчленения вскрытых скважиной слоев горных пород, не может быть выполнена без тщательной увязки данных ГИС с материалами палеонтологических, палинологических и палеофитологических исследований, выполненных при изучении каменного материала.

Геологическое истолкование результатов обработки данных ГИС служит для решения двух основных задач: детального изучения тех интервалов разрезов скважин, которые содержат полезные ископаемые (нефть и газ) и изучения общего геологического строения нефтяных и газовых месторождений. Решение первой задачи предполагает изучение в нефтегазоносных районах не только нефтегазоносных пластов и горизонтов, но и всех пород, обладающих повышенными коллекторскими свойствами. Для этого определяют мощность пластов, их емкостно-фильтрационные характеристики, степень и характер насыщения их нефтью, газом и водой, ВНК и ГЖК. При решении второй задачи по данным ГИС стратифицируются отложения, вскрытые скважиной, сопоставляются между собой разрезы скважин, изучаются фациальная изменчивость отложений и история осадконакопления, строение и условия залегания толщ осадочных пород. По результатам интерпретации материалов ГИС строятся разнообразные карты и профили, характеризующие геологическое строение того или иного изучаемого месторождения.

Основой ГИС являются данные электрокаротажа, радиоактивного каротажа и кавернометрии. К этим данным привязываются результаты литологических, палеонтологических и других исследований, полученных в результате изучения кернового материала и шлама.

Для сопоставления с данными ГИС результатов литологических исследований последние используются не в виде обобщенных сведений по крупным подразделениям разреза, а в первичной форме – в виде сведений по каждому отдельному интервалу отбора керна. На диаграмму ГИС нано-

сятся глубинные интервалы скважины, на которых был произведен отбор керна с указанием его выхода в процентах и краткой литологической характеристикой. На диаграмме также указывается возраст слоев. Следует отметить, что в процессе каротажа глубины измеряют более тщательно, чем при бурении, и поэтому при определении глубин надо ориентироваться на диаграммы ГИС [1, 7, 19].

3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин и межскважинная корреляция

Важнейшим документом геологической службы, характеризующим скважину, является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологическом составе и стратиграфической принадлежности пород, которыми пласты сложены, о наличии пластов-коллекторов и характере их насыщения.

Для изучения литологического состава пород используется большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что каждый из методов ГИС обладает разной эффективностью при «узнавании» той или иной литологической разновидности пород. Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств, таких как цвет, твердость, плотность и т.п. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируются на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород. Это – своеобразные «геофизические» параметры: удельное электрическое сопротивление, естественная радиоактивность и пр. При геологической интерпретации основное значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения. Рассмотрим методику литологического расчленения на примере наиболее типичных разрезов – терригенного, карбонатного и галогенного [4, 7, 12].

Терригенный разрез. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности. В терригенном разрезе неколлекторы подразделяются на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются увеличенным диаметром скважины (КВ) по сравнению с номинальным, низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями – Δt (АК).

Среди прочих вмещающих пород можно выделить, по крайней мере, два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью. К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами. Эти породы характеризуются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, низкими значениями Δt на диаграммах АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к аналогичным показаниям худших коллекторов. Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевролитовый или карбонатный материал, для которых характерны показания методов ГИС, типичных для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК.

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы характеризуются обычно такими же низкими значениями на кривых ПС и ГК, как чистые коллекторы; но в то же время с этим для них характерны высокие значения на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения Δt на кривых АК.

Карбонатный разрез. При расчленении карбонатного разреза с учетом ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов. Глины в этом разрезе хорошо выделяются на каротажных диаграммах сопротивлений, как и в терригенном разрезе. Мергели характеризуются повышенными значениями КС по сравнению с глинами, но меньшими, чем известняки и доломиты. На диаграммах НГК мергелям отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме – обычно показания номинального диаметра скважины.

Низкопористые известняки и доломиты расчленяются на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам и на классы известняков, доломитов и промежуточных литологических разностей по минеральному составу скелета. В первом случае расчленение проводится по диаграммам стандартного комплекса и специальных исследований ГИС; во втором – по данным комплексной интерпретации диаграмм ННК-Т, ГК и АК. Максимальные значения сопротивления свойственны плотным карбонатным породам; более низкие значения – пористым и проницаемым разностям. Естественная радиоактивность чистых известняков и доломитов минимальна и возрастает с повышением

глинистости этих пород. Эта зависимость настолько очевидна, что по данным ГК можно оценивать степень глинистости карбонатных пород.

Показания на диаграммах НГК против плотных пород максимальные, против высокопористых и кавернозных пород пониженные. Глинистые карбонатные породы также отмечаются низкими значениями НГК. Отличить их от пористых пород удастся путем сопоставления диаграмм НГК с диаграммами ГК и ПС, на которых глинистые породы четко отображаются. В плотных карбонатах диаметр скважины соответствует номинальному, в глинистых разностях и в кавернозных породах он несколько увеличен, в пористых породах наблюдается образование глинистой корки.

Галогенный разрез. Разрез, представленный гидрохимическими отложениями, расчленяют в основном по данным ядерных методов (ННК, ГК и ГГК) с использованием результатов АК и кавернометрии. В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса – по низким показаниям ННК и высокому водородосодержанию при низкой пористости (менее 1 %) – по данным ГГК и АК; ангидрита – по высоким показаниям ННК, при низкой пористости – по данным ГГК и АК; каменной соли – по высоким показаниям ННК при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой естественной радиоактивности (ГК); калийных солей – по высоким показаниям ННК и ГК и увеличению диаметра скважины на кавернограмме. Прослой глины и аргиллита в гидрохимических отложениях выявляют по тем же признакам, что и в карбонатно-терригенных разрезах.

Составление геолого-геофизического разреза одной скважины и межскважинная корреляция. Основные задачи, решаемые при составлении геолого-геофизического разреза каждой скважины, заключаются в расчленении пройденных при бурении пород на отдельные слои (пласты), в определении их литологического состава и стратиграфической принадлежности. При этом отдельным слоем (или пластом) считают ту часть разреза скважины, которая сложена однородными породами и поэтому на диаграммах ГИС характеризуется более или менее постоянными величинами геофизических параметров. Границы между соседними пластами определяют по комплексу ГИС и проводят в местах резкого изменения физических свойств. Разрешающая способность почти всех методов ГИС такова, что по их данным можно уверенно выделить пласты, мощность которых не превышает 1 м, а применив особые методы ГИС, можно обособить пласты толщиной всего лишь 10–15 см.

Выяснение литологического состава выделенных пластов базируется на материалах обработки керна и шлама, а стратиграфическое расчленение основывается на палеонтологических данных. Границы стратиграфических подразделений следует увязывать с местами наиболее резкого изменения

литологического состава, так как фактически в основе стратиграфического расчленения лежит литологический признак.

При межскважинной корреляции разрезов скважин по данным ГИС предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на диаграммах ГИС и характеризуется очень похожими по конфигурации каротажных кривых участками разреза. Сходство конфигурации сопоставляемых участков диаграмм ГИС является наиболее важным и убедительным признаком тождества пласта, прослеживаемого в разрезах ряда скважин. Особенно сильное сходство наблюдается в мощных опорных пластах, резко отличающихся от соседних пород по физическим параметрам и распространенных по всей изучаемой площади. Такими опорными пластами (реперами) могут быть, например, карбонатная толща плотных доломитов и доломитизированных известняков сакмарского яруса, глинистые пачки верея, непроницаемые известняки саргаевского и кыновского горизонтов.

Корреляцию разрезов соседних скважин лучше всего начинать с отождествления во всех обследуемых разрезах одного или нескольких опорных горизонтов, отчетливо прослеживающихся по диаграммам ГИС. После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к их детальной корреляции. Задачей сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС. Для выявления основных закономерностей строения разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы ГИС. Для этого разрез исследуемой скважины разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет участок кривой ГИС, объединяющий точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра. Такой подход позволяет решить задачу стратификации разрезов скважин с помощью выделения на интегральных диаграммах маркирующих (реперных) пластов различного класса, по которым также можно определить глубины сейсмических отражающих горизонтов, интервалы водоносных и водоупорных толщ. Детальное расчленение разрезов скважин дает возможность стратифицировать вскрытые отложения, согласно принятым стратиграфическим индексам, проследить выделенные подразделения разреза во всех скважинах, наблюдая при этом за изменениями их мощности и литофациальной изменчивостью. Следует отметить, что иногда корреляцию некоторых частей скважин удается осуществить даже по диаграммам одного геофизического параметра.

Сведения корреляции можно представить в виде чертежа, который называют корреляционной схемой. Для более удобного сопоставления раз-

резов один из пластов в верхней части сравниваемого комплекса отложенный принимается за горизонтальную плоскость, которая на чертеже изображается горизонтальной линией (линией сопоставления). Разрезы всех скважин выравниваются по этому пласту, в связи с чем все изменения мощности нижележащей толщи пород становятся легко заметными. Границы одновозрастных слоев в разных скважинах, соединяются прямыми линиями. Для более удобного чтения корреляционной схемы на одной из колонок какой-либо скважины обычно изображают литологический состав разреза. Весьма важным моментом при составлении корреляционной схемы является выбор опорного пласта (горизонта), по которому проводится сопоставления всех разрезов скважин, участвующих в корреляции (рис. 13).

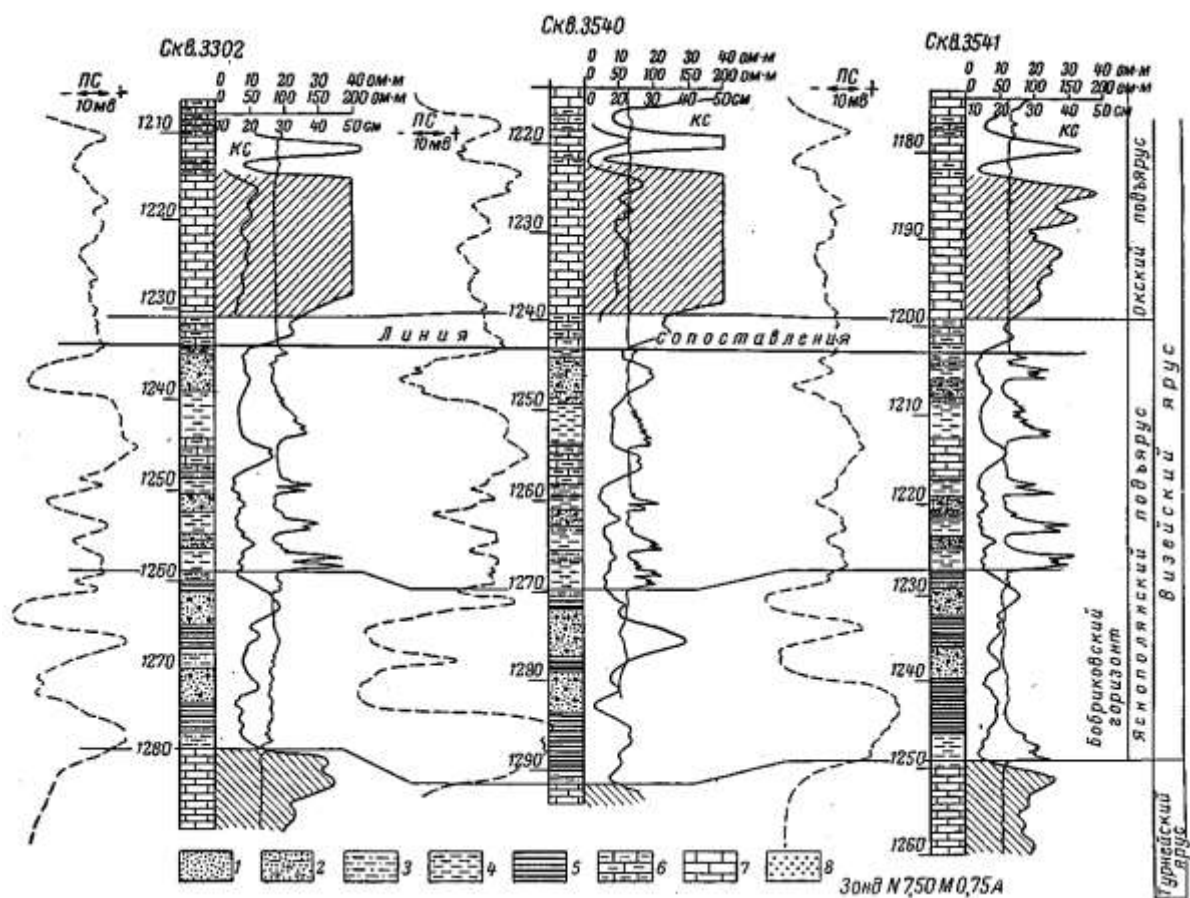


Рис. 13. Сопоставление геолого-геофизических разрезов терригенной толщи нижнего карбона (подшва тульского горизонта в скв. 3302 находится на глубине 1248 м, в скв.3540 – 1258 м, в скв.3541 – 1217 м): 1 – песчаники; 2 – песчаники глинистые; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты; 5 – аргиллиты с прослоями угля; 6 – известняки глинистые; 7 – известняки; 8 – нефтеносность

Корреляционная схема, в которой не только отражены данные о литологическом составе пород и их возрасте, но и приведены диаграммы ГИС, является схемой нормального геолого-геофизического разреза.

Сопоставление между собой разрезов одновозрастных отложений по материалам ГИС нескольких разведочных площадей называется *межрайонной корреляцией* и позволяет оценить перспективы на предмет содержания и углеводородного сырья, и др.

3.2. Оперативная и сводная интерпретация данных ГИС

Под *оперативной интерпретацией* данных ГИС понимают подготовку и выдачу геологической службе буровых предприятий заключения о наличии в разрезах скважин нефтегазонасыщенных пластов с указанием их основных параметров (мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) и рекомендаций об испытаниях. Она производится на всех этапах разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, включая бурение первых скважин, когда отсутствуют достоверные сведения об изучаемых геологических разрезах и не установлены конкретные зависимости между геофизическими величинами и коллекторскими свойствами. Поэтому, в отличие от результатов сводной интерпретации, определяемые характеристики коллекторов носят качественный или полуколичественный характер: например, указываются общие, а не эффективные мощности коллекторов, дается прогнозная оценка характера их насыщения, а не коэффициенты нефтегазонасыщенности и т.п [6, 7].

Задачами оперативной интерпретации являются:

- контроль качества каротажных материалов;
- расчленение разрезов, определение границ пластов и соответствующих им значений геофизических величин ($A_{п.с}$, ρ_k , Δt , $\Delta I \gamma$, $\Delta I n \gamma$, и др.) за счет влияния условий измерений. На этом этапе определяют также удельные сопротивления $\rho_{п.в}$, $\rho_{п.п}$, $\rho_{з.п}$, $\rho_{п}$;
- выделение коллекторов и определение их мощности;
- прогнозная оценка характера насыщения (нефть, газ, вода) продуктивных пластов.

Перечисленные задачи наиболее просто решаются для терригенного разреза и для сходных по геофизическим характеристикам гранулярных карбонатных коллекторов. Для выделения и оценки коллекторов, сложенных несколькими минералами или обладающих сложной структурой порового пространства, используют специальные методики проведения исследований. Оперативную интерпретацию данных ГИС начинают с расчленения исследуемых разрезов на отдельные пласты, отличающиеся по геофизическим величинам, и определяют их границы. После этого против интерпретируемых пластов производят отсчеты измеренных кажущихся значений геофизических величин и исправляют их с учетом влияния условий измерений. В дальнейшем, на этапах геологической интерпретации, по со-

вокупности данных о физических свойствах пород определяют их геологические характеристики: литологический состав, эффективные мощности, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности.

Операция по расчленению разрезов производится на качественном уровне: в отдельные пласты выделяют интервалы, против которых на диаграмме зафиксированы существенные изменения нескольких геофизических величин по сравнению с вмещающими породами. Учитывая различные причины изменений этих величин (смену литологического состава, пористости, проницаемости, характера насыщения пород), расчленение разрезов производят, используя весь комплекс геофизических данных. Если в пределах одного пласта наблюдаются небольшие изменения одной или нескольких геофизических величин, то такой пласт разбивают на пропластки.

Границы пластов и пропластков определяют по характерным точкам на кривых каждого вида каротажа. Удельные сопротивления измеряют электрометодами, а значения $A_{п.с}$, ΔI_{γ} , $\Delta I_{n\gamma}$, Δt определяют путем отсчета измеренных значений этих величин против интерпретируемых пластов и дальнейшего исправления их с учетом влияния диаметра скважины, толщины глинистой корки, свойств пластовой жидкости, вмещающих пород, инерционности измерительных схем. Далее производят литологическое расчленение разрезов скважин и выделяют коллекторы.

Значения пористости определяют в основном по данным электрического, радиоактивного и акустического каротажа, глинистость – по кривым ПС и ГК.

Выделенные в разрезе коллекторы разделяют на продуктивные (нефтеносные, нефтегазонасыщенные, газонасыщенные) и непродуктивные (водоносные), т.е. определяют характер насыщения пластов. Данные ГИС позволяют дать только прогнозную оценку характера насыщения коллекторов, на основании которой пласты рекомендуют к испытаниям. Достоверную оценку характера насыщения получают при испытании пластов. При оперативной интерпретации также определяют переходную зону и положение газожидкостных контактов (ГЖК).

Оперативная интерпретация данных ГИС в разрезах со сложнопостроенными коллекторами отличается от описанной выше только их геологической интерпретацией.

Сводная интерпретация включает в себя обобщение всех геологических, геофизических материалов и результатов испытаний, полученных для продуктивных пластов. Она проводится для отдельных продуктивных пластов на заключительном этапе разведки нефтегазового месторождения. Цель сводной интерпретации заключается в определении исчерпывающих данных для подсчета запасов нефти и газа месторождения и составления проекта его разработки.

Для определения запасов нефти в пласте необходимо знать следующие параметры: площадь S_H нефтенасыщенной части коллектора; эффективную мощность $h_{эф}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{эф.ср}$; пористость K_P и ее среднее значение $K_{п.ср}$ в пределах эффективной мощности; нефтенасыщенность K_H и ее среднее значение $K_{H.ср}$; плотность σ_H нефти при стандартных условиях; объемный коэффициент B_H , равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях; вероятное значение коэффициента β_H вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{H.ср}$. Коэффициент вытеснения нефти зависит от многих факторов (нефтеотдачи коллектора, определяемой разностью коэффициентов начальной и остаточной нефтенасыщенности $K_H - K_{H.о}$, охвата пласта эксплуатационными скважинами, темпов отбора), поэтому в расчете используют вероятное значение, исходя из опыта эксплуатации аналогичных коллекторов.

По перечисленным параметрам определяют геологические запасы нефти $Q_{геол} = \sigma_H / B_H(S_H \cdot h_{эф.ср} \cdot K_{п.ср} \cdot K_{H.ср})$ и извлекаемые $Q_{извл} = \sigma_H / B_H(S_H \cdot h_{эф.ср} \cdot K_{п.ср} \cdot K_{H.ср} \cdot \beta_H)$. Геологические запасы газа подсчитывают по формуле

$$V_{геол} = S_G h_{эф.ср} K_{п.ср} K_{Г.ср} \alpha_t (P Z_G - P_K \cdot Z_{Г.К}),$$

где S_G – площадь газоносной части коллектора; $h_{эф.ср}$, $K_{п.ср}$, $K_{Г.ср}$ – средние значения эффективной мощности, пористости и газонасыщенности коллектора в пределах газоносной части; $\alpha_t = 293/T$ – поправка за приведение объема газа от пластовой температуры T (в К) к температуре 293 К; P и P_K – пластовые давления в начальный и конечный периоды разработки; Z_G и $Z_{Г.К}$ – коэффициенты сжимаемости газов в начальный и конечный периоды разработки.

Извлекаемые запасы газа определяют путем умножения геологических запасов на коэффициент газоотдачи β_G , который изменяется от 0,8 до 0,99 в зависимости от литологического состава и структуры пор коллектора и пластового давления. Коэффициент газоотдачи максимален в высокопористых и высоко проницаемых пластах; он увеличивается также с ростом пластового давления.

Большинство параметров, необходимых для подсчета запасов ($h_{эф}$, K_P , K_H , K_G), определяют непосредственно по геофизическим материалам или по комплексу данных ГИС и результатам испытаний (положению контактов между флюидами, построению структурных карт для определения S_H и S_G). Остальные параметры (σ_H , B_H , P , P_K , Z_G , $Z_{Г.К}$) находят с помощью результа-

тов испытаний скважин и лабораторных исследований отобранных проб нефти и газа.

Параметры $h_{эф}$, $K_{п}$, $K_{н.г}$ и положения ГЖК определяют с помощью тех же методик, которые использовались при оперативной интерпретации. Однако в отличие от оперативной интерпретации, где допускается использование приближенных зависимостей между параметрами коллекторов и их геофизическими характеристиками, на этапе сводной интерпретации определение каждого параметра должно быть подтверждено анализами образцов керна, испытаниями пластов и специальными исследованиями, выполненными применительно к данному коллектору.

3.3. Выделение коллекторов, определение характера их насыщения и установление ВНК и ГЖК

На основе комплексной интерпретации данных ГИС решают следующие задачи на стадиях поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений: открытие и оконтуривание месторождения, изучение его геологического строения, выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях, определение основных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки нефтегазовых месторождений.

Комплексной интерпретации предшествует качественная обработка и количественная интерпретация с определением геофизических параметров по диаграммам отдельных геофизических методов.

Различают следующие этапы комплексной интерпретации данных ГИС по одной отдельно взятой скважине:

- 1) литологическое расчленение разреза скважины с составлением предварительной литологической колонки;
- 2) выделение коллекторов, оценка характера их насыщения с составлением рекомендаций на опробование перспективных пластов;
- 3) определение эффективной мощности продуктивных коллекторов, установление водонефтяного и газожидкостного контактов (ВНК и ГЖК);
- 4) определение коэффициентов пористости / нефтегазонасыщения.

При решении этих задач используют общие геологические сведения о районе работ, информацию, полученную в процессе бурения, результаты опробования перспективных пластов испытателями на трубах и кабеле, данные образцов пород, отобранных при бурении, а также с помощью бокового стреляющего грунтоноса.

При подсчете запасов породы и составлении проекта разработки коррелируют разрезы скважин по геофизическим материалам; строят на основании корреляции структурные карты равной мощности, удельного нефте-

газосодержания по объектам подсчета запасов и детальные карты изменения коллекторских свойств для объектов разработки.

Выделение нефтегазоносных коллекторов и определение их эффективной мощности и характера насыщения осуществляется после литологического расчленения разреза скважины.

Породы-коллекторы способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами их поиска и изучения методами геофизического исследования в скважинах поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Характеристиками коллекторов являются состав минерального скелета породы (литологическим составом), емкостные (пористость) и фильтрационные (проницаемость) свойства и морфология порового пространства. В природных условиях коллекторами чаще всего служат песчаные, алевритовые и карбонатные отложения.

Выделение продуктивного коллектора предполагает установление его границ и определение характера его насыщения. Выделению коллекторов по диаграммам ГИС способствует ряд объективных признаков, к основным из которых относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. В общем случае выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геолого-геофизических исследований разрезов скважин, включая отбор керна, и промысловых исследований.

Выделение песчано-глинистых коллекторов. В терригенном разрезе песчаные и алевритовые (слабо сцементированные неглинистые) наиболее надежно коллекторы выделяются по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы. На диаграмме против чистых коллекторов наблюдается: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная активность по кривой ГК, образование глинистой корки, а также и сужение диаметра скважины на кавернограмме (рис. 14).

Для разделения малопористых песчано-алевритовых пород и слабо сцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования, из которых наиболее эффективными являются микрокаротаж (МК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК) и акустический каротаж (АК).

Присутствие глинистого материала в горной породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС и на показания ГК, НГК, АК и других методов ГИС. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы

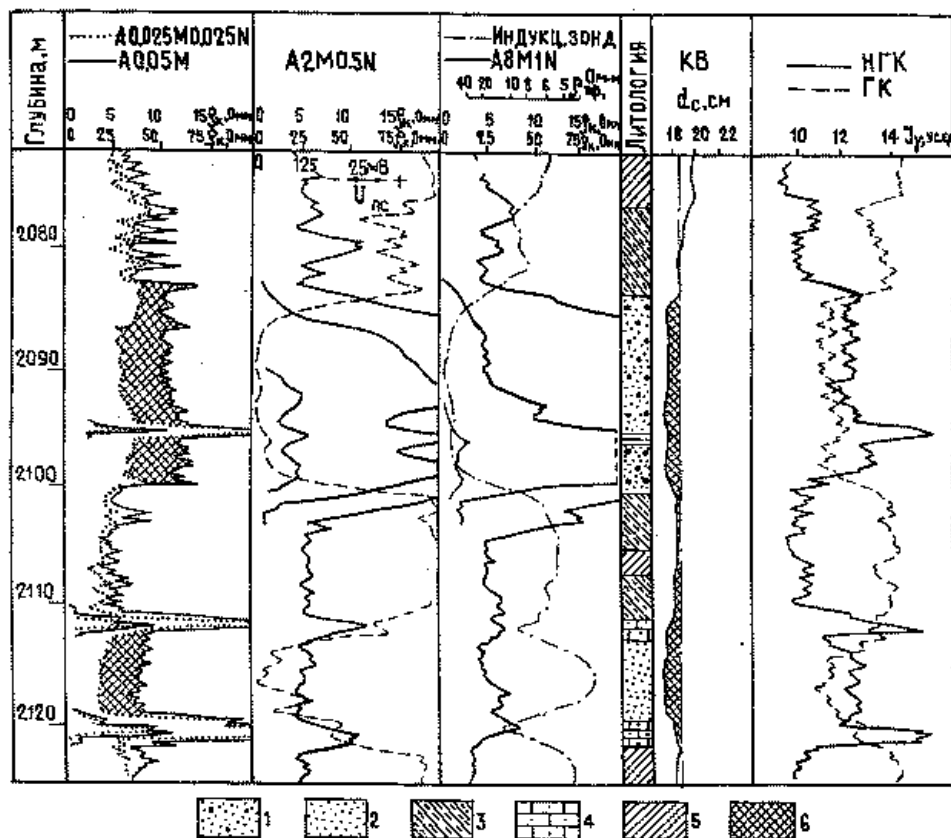


Рис. 14. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по диаграммам стандартного комплекса ГИС: 1 – нефтеносный коллектор; 2 – водоносный, 3 – алевролит глинистый, 5 – аргиллит, 6 – участки диаграмм, соответствующие коллектору

можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа). Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей.

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных пористых разностей, по данным ГИС затруднительно. Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы весьма широко распространены в карбонатных породах. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями. Перспективным методом по обнаружению трещинных коллекторов является акустический каротаж по затуханию.

При вскрытии на соленой воде коллекторы смешанного типа, содержащие трещины, секущие ствол скважины, отмечаются участками резкого

снижения показаний $\rho_{эф}$ нормализованной диаграммы БК при совмещении ее с кривой НГК. Наличие повышенного затухания на кривой АК и в этом случае является характерным признаком трещинно-кавернозного коллектора (рис. 15). Для выделения таких коллекторов используют также способ активированного раствора в случае осолонения бурового раствора с повторной регистрацией диаграммы $\rho_{эф}(\rho_k)$ методом БК (метод двух растворов). В этом случае совмещение двух диаграмм $\rho_{эф}$, зарегистрированных в одинаковом масштабе, позволяет выделить трещиноватые участки разреза по четкому снижению $\rho_{эф}$ на диаграмме, полученной в скважине с минерализованным раствором, при совпадении показаний $\rho_{эф}$ в плотных породах. Характерные признаки трещинно-кавернозного коллектора – интенсивное поглощение бурового раствора и резкое увеличение скорости проходки при бурении (рис. 16).

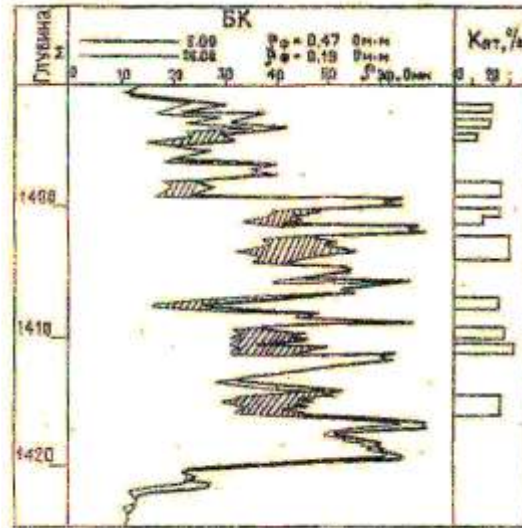


Рис. 15. Выделение трещинных карбонатных коллекторов (штриховка) и определение коэффициентов трещиноватости $K_{п.т}$ по диаграммам БК методом двух растворов: ρ_f – сопротивление фильтра бурового раствора; $\rho_{эф}$ – сопротивление породы по кривой БК

Оценка характера насыщения коллекторов. Данная оценка сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или с наличием газа. При этом решается задача о целесообразности спуска колонны в еще не обсаженную скважину и опробование промышленных нефтегазоносных объектов.

Оценка характера насыщения коллектора основана на определении удельного сопротивления $\rho_{п}$ породы в ее неизменной части и на

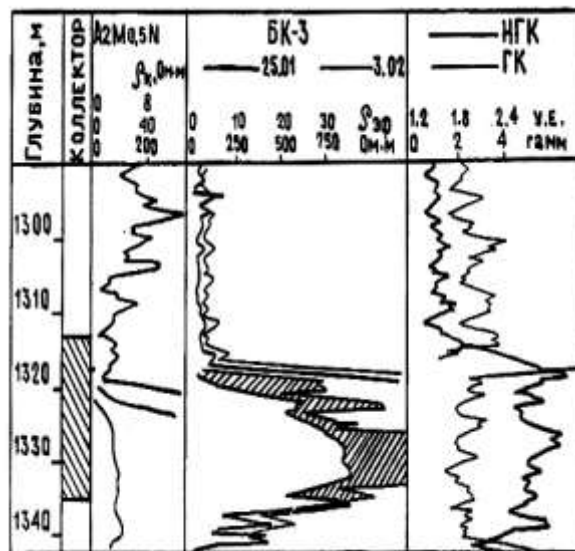


Рис.16. Выделение коллектора в карбонатном разрезе способом каротажа-испытание – каротаж

сравнении полученных значений $\rho_{\text{п}}$ и вычисленных значений параметра насыщения $P_{\text{н}}$ с критическими величинами $\rho_{\text{п}}^*$ и $P_{\text{п}}^*$, характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтегазовые – высокое. Надежное определение $\rho_{\text{п}}$ по диаграммам БКЗ возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе $\rho_{\text{п}}$ определяется по диаграммам экранированных зондов.

При сопоставлении нормализованных по пористости кривых сопротивлений, полученных методами БК или ИК, с кривой, полученной методом НГК или АК (Δt), продуктивные коллекторы отличаются большими значениями $\rho_{\text{эф}}$ по сравнению с базисной кривой пористости. Для большей части продуктивных коллекторов характерно снижение во времени показаний зондов со средним и большим радиусами исследования на диаграммах повторных измерений. По методике каротаж-испытание-каротаж продуктивный коллектор выделяется по значительному увеличению показаний $\rho_{\text{эф}}$ на диаграмме БК или ИК, зарегистрированной после испытания в данном интервале.

Весьма перспективны временные исследования обсаженных скважин нейтронными и низкочастотными акустическими методами с целью выделения продуктивных коллекторов на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах.

Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Величина $h_{\text{эф}}$ в однородном пласте-коллекторе определяется как мощность пласта, границы которого установлены по диаграммам ГИС на основании вышеизложенных правил. В неоднородном пласте-коллекторе, содержащем прослой неколлектора, для расчета $h_{\text{эф}}$ из общей мощности пласта исключают мощность прослоев неколлекторов. Неколлекторы выделяют по данным микро- каротажа с учетом всего комплекса ГИС.

Установление водонефтяного и газожидкостного контактов. Если пласт-коллектор насыщен нефтью или газом только в верхней части, что наблюдается в водонефтяной зоне «водоплавающей» нефтяной залежи, то по данным электрометодов устанавливается положение водо-нефтяного для нефтеносного или газо-жидкостного контактов для газоносного коллектора. Контакт нефть – вода в природных коллекторах не является четким, переход от нефтегазонасной части пласта к водоносной происходит на некотором интервале, который называется переходной зоной (рис. 17).

Переходная зона в зависимости от геологического характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды имеет мощность от

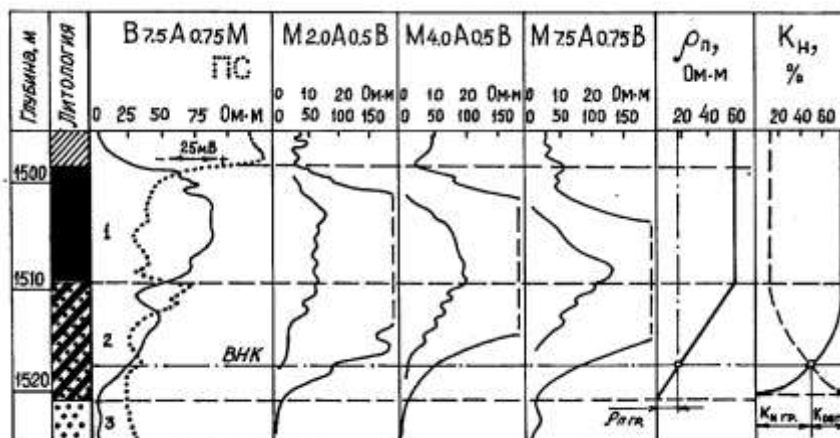


Рис.17. Определение ВНК при наличии зоны предельной нефтенасыщенности (1), переходной зоны (2) и водоносного коллектора (3)

одного до десятка метров; чем больше проницаемость пласта и чем меньше разница в плотностях нефти и воды, тем при прочих одинаковых условиях меньше мощность переходной зоны. За условный ВНК (ГЖК) принимают уровень переходной зоны, на котором ее удельное сопротивление соответствует критической нефтегазоносности. Для большинства месторождений этот уровень соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны на 1–1,5 метра.

3.4. Определение пористости и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС

Определение пористости терригенных пород. В настоящее время коэффициент пористости K_p определятся в основном по удельному сопротивлению; по сопротивлению зоны проникновения; по абсолютным значениям аномалии ПС; по относительным значениям аномалии ПС ($A_{ПС}$) и по показаниям гамма-каротажа (ΔI_γ).

В некоторых случаях пористость определяют по скорости распространения упругих продольных волн (АК), по показаниям плотностного гамма-каротажа (ГГК), по плотности нейтронов (ННК), по показаниям искусственного электромагнитного поля (ЯМК) и др., так как обычно эти методы используются при исследовании единичных скважин изучаемых месторождений.

Применение двух первых методов ограничено, так как зависимость между параметром пористости P_p (относительным сопротивлением) и коэффициентом пористости K_p получают в результате экспериментальных исследований в терригенных отложениях с высоким содержанием глини-

стого материала. Величина $P_{п}$ существенно зависит от минерализации пластовой воды, что приводит к значительным ошибкам при определении $K_{п}$.

Из методов определения $K_{п}$ по диаграммам ПС предпочтителен метод определения относительных значений аномалий ПС, поскольку при использовании метода абсолютных значений ПС не удастся избежать влияния погрешностей в установке масштаба записи кривых ПС и в замерах удельного сопротивления бурового раствора.

В основе определения методом пористости ГК лежат корреляционные связи между пористостью терригенных пород и глинистостью $K_{п} = f(C_{гг})$ с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta I_{\gamma} = f(C_{гг})$ – с другой [1, 3, 13].

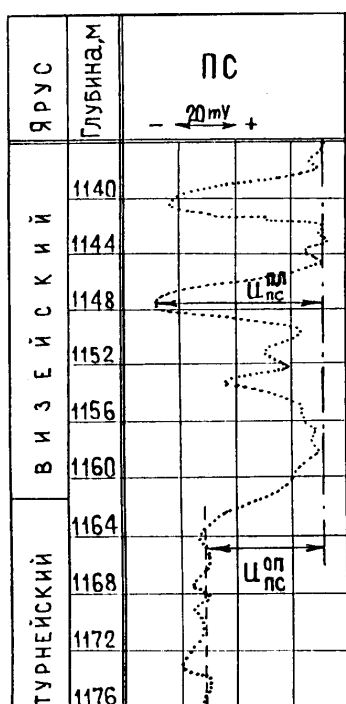


Рис. 18. Кривая ПС в терригенных отложениях визейского яруса: ----- кривая ПС в турнейских известняках, ... – линия чистых глин

Определение $K_{п}$ по ПС. В терригенных отложениях $K_{п}$ определяют по кривой ПС методом двух опорных горизонтов, в качестве которых выбираются глинистые породы, например, малиновского надгоризонта, и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки), например, турнейского яруса.

Для определения пористости используется относительная величина амплитуды ПС $A_{п.с}$ (рис. 18). Для учета влияния мощности пласта на величину амплитуды $U_{пс.пл}$ вводится поправочный коэффициент k_h , полученный расчетным путем, для учета влияния нефтенасыщенности пород на величину амплитуды $U_{пс.пл}$ – поправочный коэффициент k_n , определенный по палетке.

С учетом поправочных коэффициентов относительная амплитуда ПС ($A_{п.с}$) рассчитывается по формуле

$$A_{пс} = \frac{U_{пс.пл}}{U_{пс.оп}} \frac{1}{k_h} \frac{1}{k_n},$$

где $U_{пс.пл}$ – аномалия ПС против исследуемого пласта;

$U_{пс.оп}$ – аномалия ПС против опорного горизонта;

k_h и k_n – поправочные коэффициенты на мощность и нефтенасыщенность.

$U_{пс}$ можно брать в милливольтгах, сантиметрах, клеточках диаграммной бумаги и в других единицах. Для водонасыщенных коллекторов поправка k_n не вводится. Обычно ПС $K_{п}$ определяется лишь в том случае, ко-

гда ρ_c больше 0,3 Ом·м. Если мощность нефтенасыщенного пласта больше 3 м, то обязательно определяется величина $\rho_{п}$, если меньше 3 м, то вводят поправку $k_H = 0,98$.

Для определения пористости коллекторов ПС строится зависимость $A_{п.с} = f(K_{п})$ с использованием значения $K_{п}$, определенного по керну изучаемого месторождения, или зависимостей, характерных соседних, более изученных месторождений.

Определение $K_{п}$ по ГК. Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используются относительное значение гамма-активности пластов-коллекторов – двойной разностный параметр ΔJ_{γ} . В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турнейского яруса с минимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ min}}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ max}}$) (рис. 19).

Параметр ΔJ_{γ} рассчитывается по формуле

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma \text{ пл}} - J_{\gamma \text{ min}}) \pm \delta J_{\gamma}}{J_{\gamma \text{ max}} - J_{\gamma \text{ min}}},$$

где $J_{\gamma \text{ пл}}$, $J_{\gamma \text{ max}}$, $J_{\gamma \text{ min}}$ – значение интенсивности естественной радиоактивности по ГК соответственно против пласта-коллектора, против глин, против плотных известняков, δJ_{γ} – поправка, учитывающая изменения регистрируемой интенсивности гамма-

излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки Δt и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \geq 4Vt / 3600$.

Для определения $K_{п}$ по ГК используют зависимость $\Delta J_{\gamma} = f(K_{п})$, для изучаемого месторождения.

Определение пористости карбонатных пород. Пористость пластов-коллекторов в карбонатных отложениях чаще всего определяется по диаграммам НГК способом двух опорных горизонтов и по ННК-Т по кривой объемного влагосодержания W . В первом случае в качестве опорных горизонтов принимаются показания НГК против плотных карбонатных пород

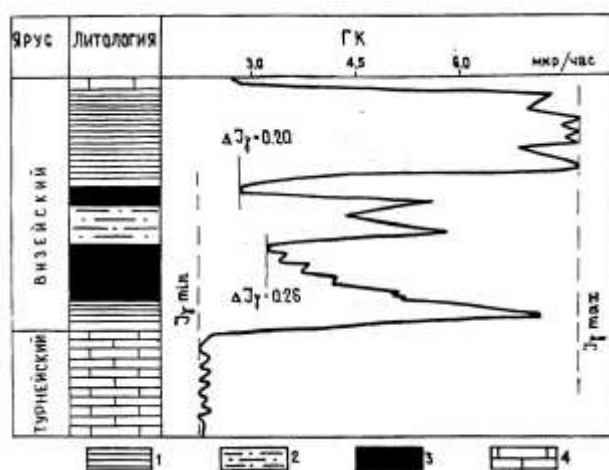


Рис. 19. Расчет ΔJ_{γ} по диаграмме ГК: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – коллектор; 4 – известняк

(непроницаемых известняков и доломитов) интенсивностью $J_{n\gamma}$ плот, например, против известняков башкирского и турнейского ярусов, и показания НГК против глинистых пород интенсивностью $J_{n\gamma}$ глин, например, против глинистых пород верейского и тульского горизонтов. Пористость определяется обычно для проницаемых прослоев (показания $J_{n\gamma}$ пл) с $h = 1$ м, для которых не требуется введения поправок на инерционность аппаратуры при расчете разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$. В принципе для пластов малой мощности ($h \leq 3V/3600$) может быть введена поправка на инерционность аппаратуры.

Для получения значения $\Delta J_{n\gamma}$ используют формулу

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma \text{ пл}} - J_{n\gamma \text{ глин}}) / (J_{n\gamma \text{ плот}} - J_{n\gamma \text{ глин}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки за глинистость с кривой ГК:

$$J_{n\gamma \text{ пл}} = J_{n\gamma \text{ пл}} - k J_{\gamma \text{ пл}}, J_{n\gamma \text{ плот}} = J_{n\gamma \text{ макс}} - k J_{\gamma \text{ мин}}, J_{n\gamma \text{ глин}} = J_{n\gamma \text{ мин}} - k J_{\gamma \text{ макс}},$$

где $J_{n\gamma \text{ пл}}$ и $J_{\gamma \text{ пл}}$ – текущие показания НГК и ГК против интерпретируемого пласта-коллектора, $J_{n\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания НГК против плотных пород, $J_{n\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания НГК против глин, $J_{\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания ГК против глин, $J_{\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания ГК против плотных пород, k – аппаратный коэффициент.

При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками (ВС) $k = 0,625$, со сцинтилляционными счетчиками $k = 0,3$ (аппаратура ДРСТ-1) или $k = 0,2$ (аппаратура ДРСТ-3).

Полная формула определения $\Delta J_{n\gamma}$ (с поправками) имеет вид

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{(J_{n\gamma \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}) - (J_{n\gamma \text{ мин}} - kJ_{\gamma \text{ макс}})}{(J_{n\gamma \text{ макс}} - kJ_{\gamma \text{ мин}}) - (J_{n\gamma \text{ мин}} - kJ_{\gamma \text{ макс}})}.$$

Все значения $J_{n\gamma}$ и J_{γ} переводятся в имп/мин согласно коэффициенту перехода, выдаваемому для каждой скважины. При оперативном расчете $\Delta J_{n\gamma}$ по вышеприведенной формуле показания $J_{\gamma \text{ пл}}$ обычно заменяют на фоновые значения $J_{\gamma \text{ мин}}$. Для определения $K_{\text{п}}$ по НГК используют зависимость $\Delta J_{n\gamma} = f(K_{\text{п}})$, построенную для изучаемого месторождения.

При определении $K_{\text{п}}$ по диаграммам ННК-Т используются методические указания по определению пористости по данным радиокаротажа, выполненным аппаратурой РКС-3. При этом интерпретируют не саму кривую ННК-Т, а кривую водородосодержания W .

Определение нефтенасыщенности коллекторов. Коэффициент нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$ по данным ГИС как для терригенных, так и карбонатных пластов-коллекторов чаще всего проводится по данным электрометрии.

По величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$, полученной по ядерным данным в лаборатории физики нефтяного пласта. Далее по известному значению удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ рассчитывается удельное сопротивление прослоя $\rho_{\text{в.п}}$ при условии его 100 %-ного водонасыщения: $\rho_{\text{в.п}} = P_{\Pi} \cdot \rho_{\text{в}}$, где $\rho_{\text{в}}$ – удельное сопротивление пластовой воды, равное 0,045 Ом·м для Пермского Прикамья. Далее по удельному сопротивлению нефтенасыщенного прослоя $\rho_{\text{н.п}}$ (определенному по кривым сопротивления БКЗ или БК) и по рассчитанному значению $\rho_{\text{в.п}}$ рассчитывается параметр насыщения этого прослоя $P_{\text{н}} = \rho_{\text{н.п}}/\rho_{\text{в.п}}$. По зависимости $P_{\text{н}} = f(K_{\text{о.в}})$, полученной в лаборатории физики нефтяного пласта, определяется коэффициент нефтенасыщенности $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{о.в}}$ проницаемого прослоя ($K_{\text{о.в}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности).

3.5. Решение геологических задач при машинной обработке данных ГИС

Анализ информации, получаемой в результате проведения ГИС, требует больших трудовых и временных затрат. Для ускорения процесса интерпретации данных ГИС и повышения точности их обработки в настоящее время широко используются электронно-вычислительные машины, персональные компьютеры и другие вспомогательные устройства [9, 11, 15, 22].

Задачи использования ЭВМ при интерпретации данных ГИС. Деятельность геолога и геофизика направлена на решение следующих геологических задач, связанных с анализом данных:

- выделение геологических тел,
- расчленение разрезов,
- корреляция разрезов,
- построение прогнозных карт,
- комплексная интерпретация геологических и геофизических данных,
- определение ВНК, ГЖК и т.п.

Процесс решения любой из этих задач с использованием математических методов включает в себя следующие этапы:

- постановка задачи,
- выбор объекта исследований,
- выбор описания объекта,
- задание априорной (предшествующей опыту) информации,
- оценка результата и его интерпретация.

Решение любой геологической задачи, с помощью ЭВМ зависит от выбора исходных данных, выбора критерия проверки, учёта априорных знаний и др. Поскольку не существует общепринятых решений этих задач, то эта часть работы прodelывается неформально и всецело зависит от знаний, опыта, интуиции и здравого смысла специалиста.

Анализ данных проводится с целью максимального использования внешней информации, что предполагает периодический возврат к одним и тем же данным. Отсюда – шаговый принцип анализа данных, дающий возможность остановок и управления дальнейшей обработкой.

Перевод интерпретации материалов ГИС на ЭВМ повышает оперативность и надёжность обработки результатов геофизического изучения разрезов скважин, позволяет использовать весьма сложные методики обработки ГИС при полном учёте всё возрастающей геофизической информации. Преимуществом машинной интерпретации перед ручной является её сравнительная дешевизна. Наибольшее значение автоматизированная обработка данных ГИС приобрела при подсчёте запасов нефти и газа и при оперативной выдаче результатов интерпретации в процессе разработки нефтяных месторождений [9, 15].

Использование ЭВМ при автоматизированной интерпретации материалов скважинных исследований. В нефтедобывающей отрасли до недавнего времени использовались ЭВМ единой системы третьего поколения (ЭВМ ЕС) и системы малых ЭВМ (СМ ЭВМ). В настоящее время интерпретация данных ГИС в основном осуществляется на базе компьютерных программ. При этом наиболее широко используются в производственных организациях интерактивная система обработки материалов геофизических исследований скважин INGIS, разработанная в ЦГЭ МНГП, и программный комплекс GeoOffice Solver'99, разработанный в НПЦ «Тверь-геофизика». Они предназначены для проведения обработки материалов ГИС совместно с геолого-промысловыми данными как по одной, так и по группе скважин.

Алгоритмы распознавания и системы автоматизированной обработки данных ГИС. Идентификация горных пород по данным каротажа трактуется как задача распознавания образов [15]. Общий смысл распознавания образов заключается в объединении некоторых сходных друг с другом объектов в одну группу. Для распознавания образов с помощью ЭВМ используются алгоритмы, позволяющие осуществить так называемое обучение распознаванию образов. Под образом в нефтепромысловой геологии понимают класс геологических объектов, а под процессом распознавания образов – отнесение рассматриваемого объекта к одному из классов.

Метод распознавания образов используется с 60-х годов для решения на ЭВМ задач литологического расчленения разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов и определения их характера насыщения.

Рассмотрим математическую постановку задачи распознавания для случая выделения двух классов. Если задано некоторое множество объектов, каждый из которых характеризуется набором параметров $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ (n -мерным вектором \bar{X}), которые принадлежат к двум различным классам, то необходимо найти некоторую функцию $f(\bar{X})$, которая бы принимала положительные значения $f(\bar{X}) > 0$ на объектах одного класса и отрицательные значения $f(\bar{X}) < 0$ на объектах другого класса.

В геологической интерпретации уравнение $f(\bar{X}) = 0$ можно трактовать как уравнение поверхности, разделяющей пространство признаков на две части, в одной из которых концентрируются объекты 1-го класса, а в другой – объекты 2-го класса.

Функцией $f(\bar{X})$, наиболее полно использующей информацию, мог бы быть многочлен, в котором под $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ понимались бы именно численные значения геофизических параметров. Однако, стремясь к упрощению алгоритмов распознавания, некоторые исследователи вместо использования прямых функций от численных значений $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ геофизических параметров используют функции от двоичных кодовых обозначений соответствующих параметров, подобранных таким образом, чтобы код указывал, к какому из интервалов в области возможных значений принадлежит в данном случае значение X_i параметра. В некоторых алгоритмах потери информации, обусловленные кодированием, были увеличены ещё за счёт игнорирования части связей между кодовыми обозначениями параметров.

Впервые такая идея разделения геологических объектов на два класса (коллекторы и неколлекторы) с помощью распознавания образов на ЭВМ была использована в 1963 году Ш.А. Губерманом в программе «Кора-3» и ее последующих модификациях – в программах «Квантованные сферы», «Обобщенный портрет», «Потенциальная функция».

В начале 70-х годов Ю.В. Шурубором и В.Н. Косковым была разработана программа, основанная на методе «Нелинейных дискриминантных функций». Доказано, что существенное повышение эффективности распознавания получается при введении дополнительных параметров, функционально связанных с исходными данными, т.е. предлагается использовать гиперповерхности второго порядка при вводе параметров типа X_i и $X_i X_j$. Дискриминантные функции (в случае, например, если в разрезе скважины представлено пять литологических разновидностей пород – чистые коллекторы, глинистые коллекторы, глинистые породы, карбонатные плотные породы и терригенные плотные породы) подбирают таким образом, чтобы каждая из них отличала $f_1(\bar{X})$ – коллекторы от неколлекторов и принимала положительные значения на коллекторах; $f_2(\bar{X})$ – чистые коллекторы

от глинистых, принимая положительные значения на глинистых породах; $f_3(\bar{X})$ – глинистые породы, принимая на них положительные значения, от прочих неколлекторов; $f_4(\bar{X})$ – карбонатные породы от плотных терригенных пород, принимая положительные значения на карбонатных породах.

В процессе выполнения литологического расчленения в результате последовательной подстановки \bar{X} в найденные дискриминантные функции приходят к одному из пяти исходов: 1) $f_1(\bar{X}) > 0, f_2(\bar{X}) < 0$; 2) $f_1(\bar{X}) > 0, f_2(\bar{X}) > 0$; 3) $f_1(\bar{X}) < 0, f_3(\bar{X}) > 0$; 4) $f_1(\bar{X}) < 0, f_3(\bar{X}) < 0, f_4(\bar{X}) < 0$ или 5) $f_1(\bar{X}) < 0, f_3(\bar{X}) < 0, f_4(\bar{X}) > 0$, указывающих на развитие в данной точке скважины соответственно чистых коллекторов (1), глинистых коллекторов (2), глинистых пород (3), плотных терригенных пород (4) и карбонатных пород (5).

Программа «Дискриминантные функции» работает довольно эффективно, но и она не свободна от некоторых недостатков громоздкого механизма составления дискриминантных функций и необходимость и каждый раз составлять новые функции при изменении комплекта используемых методов ГИС или набора выделяемых литологических разностей горных пород.

Все вышеперечисленные программы реализовывались на однопрограммных ЭВМ первого поколения («Урал», «Минск-1», «Стрела», «Раздан-2»), основным технологическим элементом которых являлась электронная лампа.

Системы интерпретации данных ГИС на ЭВМ второго поколения. К таким системам автоматизированной обработки данных ГИС относятся система «Каротаж», комплекс Ц-3, комплекс ГИК-2М, системы ПГ-2Д, СТР, «Самотлор Ц-2» и др.

Система «Каротаж» создана в институте ВНИИГеофизика (авторы: Н.Н. Сохранов, С.М. Зунделевич и др.). Система усовершенствовалась по мере появления новых более мощных многопрограммных ЭВМ (элементная база – транзисторы) – «Минск-22», БЭСМ-4 и М-222. Эта программа получила наибольшее распространение и некоторые её подпрограммы использовались в других программных системах на ЭВМ 3-го поколения. Наиболее четко особенности программы «Каротаж» прослеживаются при решении задачи литологического расчленения разреза скважин по кривым скважинных наблюдений.

Система «Каротаж» основана на сопоставлении комплексных кодов, составленных по значениям геофизических параметров для данного интервала разреза скважины, с табличными комплексными кодами, характерными для различных литологических разновидностей. При составлении комплексных кодов диапазон изменения геофизического параметра (амплиту-

да кривой ГИС) двумя граничными значениями разбивается на три группы и вместо численных значений отсчётов используются их кодовые обозначения: малые показания – 00, средние – 01, большие – 10. По двоичным кодам, выявленным для каждого используемого геофизического параметра по каротажным диаграммам, формируется комплексный диагностический код путём их последовательной записи. Коды, составленные по геофизическим показаниям (параметрам), сравниваются с прогнозными диагностическими кодами и определяют литологическую разновидность породы (её индекс) в какой-либо точке разреза.

Метод комплексных кодов позволяет полностью использовать ту часть информации о взаимозависимости геофизических параметров, которая сохраняется после кодирования значений геофизических параметров. Однако потери информации от кодирования весьма велики, поэтому при малом числе признаков возможности метода для выделения литологических разновидностей пород оказываются крайне ограниченными. В то же время использование большого числа параметров усложняет процесс обучения. Кроме того, при использовании этого метода приходится решать труднейшую проблему выбора границ между большими, средними и малыми значениями каждого геофизического параметра. По аналогичной технологической схеме созданы программы ПГД-2Д, СТР, «Самотлор Ц-2», учитывающие конкретные промыслово-геологические условия района.

Система ГИК-2М разработана во ВНИИНефтепромгеофизике (автор Г.Н. Зверев). В основе алгоритма лежит идея, близкая к используемой в методе комплексных кодов. Только вместо комплексных кодов вводятся логические функции, которые можно комбинировать согласно задаваемым условиям. Логические функции являются более мобильными по сравнению с комплексными кодами. Помимо логических функций применён вероятностно-статистический метод для повышения эффективности программы. Так, по формуле Байеса уточняется литологический индекс в случае неоднозначной классификации того или иного пласта по логическим функциям и выбирается тот индекс, который даёт максимальную апостериорную вероятность. При этом учитывается значение логических функций. В методе ГИК-2М используется уровенная (граничная) линия для всего разреза. Это граничное значение сравнивается со значением на той или иной каротажной кривой в интерпретируемой точке и ему присваивается значение 0 или 1. Затем эти нули и единицы объединяются либо логическим сложением (дизъюнкция), либо логическим умножением (конъюнкция). Недостатком ГИК-2М является субъективность выбора логических функций и граничных значений.

Интерактивные методы. Кросс-плоты. Визуальные образы. Относительно невысокая эффективность программ распознавания при литологической идентификации горных пород по данным ГИС привела многих

исследователей к выводу, что требуемое качество идентификации можно обеспечить только в рамках интерактивных систем автоматизированной интерпретации. Многие зарубежные интерактивные системы обработки материалов ГИС применяются как для предварительной оценки разреза, проводимой непосредственно на скважине по упрощённой программе, так и для полной комплексной интерпретации данных каротажа с целью литологического расчленения, определения физических параметров и т.п.

Результаты обработки представляются в виде таблиц и графиков. На всех этапах интерпретации осуществляется попарное сопоставление результатов каротажа, относящихся к одной и той же точке, с помощью кросс-плотов.

Кросс-плоты представляют собой бланк с прямоугольными координатами, на оси которого наносят величины каких-либо двух геофизических или физических параметров. Затем поле бланка заполняют точками, относящимися к одной и той же глубине скважины, с конкретными значениями этих параметров. Классификация литологических разновидностей пород по определённой группе попарно коррелируемых геофизических признаков составляет основную идею кросс-плота. Результаты полной интерпретации представляют графически обычно в виде четырех колонок, в каждой из которых группируются однотипные параметры (например, компоненты литологических разновидностей пород), т.е. методической основой систем литологической интерпретации является последовательная классификация пород в разрезе скважин по отдельным свойствам, определение на каждом

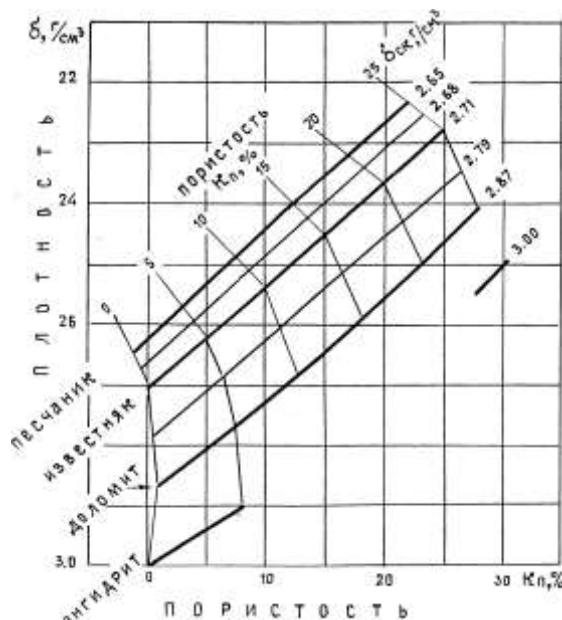


Рис. 20. Кросс-плот для определения литологии горных пород

этапе классификации значений тех или иных параметров и постоянное их уточнение. Построение и анализ кросс-плотов выполняются только для интервалов однородных по типу пород, что является ограничением при литологическом расчленении, например, карбонатно-терригенного разреза. Наглядная форма представления результатов обработки данных ГИС в виде кросс-плотов очень удобна для анализа (рис. 20).

Обработка геофизической информации ведётся с использованием, разрабатываемых различными фирмами автоматизированных систем, характерных для времени их появления, развития вычисли-

тельной техники и математических методов обработки. В середине 70-х годов наиболее развитыми были системы Saraband и Coriband (фирма «Шлюмберже») и системы Prolog и Epilog (фирма «Дрессер Атлас»). В 80-е годы появились системы Global (шлюмберже) и ULTRA (фирма «Герхарт»).

Система CORIBAND (Complex Reservoir Interpretation by Analysis of Neutron and Density) реализует методику комплексной интерпретации данных с помощью нейтронных и плотностных методов совместно с методами пористости, сопротивления и глинистости. Входными параметрами являются: диаграммы плотностного (ГГК), нейтронного (НГК) и акустического (АК) методов, индукционного (ИК) и экранированного зонда (БК) при определении пористости и ПС, ГК и каверномера для оценки глинистости. Одна из основных задач интерпретации данных в этой системе – определение литологии породы с помощью ГГК, НГК и АК. Анализ проводят последовательно с помощью нескольких кросс-плотов: водородосодержание (НГК) – плотность (ГГК), пористость по керну – пористость по АК, водородосодержание (НГК) – пористость по АК.

Базовой кривой кросс-плота является кривая для известняка (см. рис. 20), поскольку эталонирование нейтронной аппаратуры произведено на модели того же минерального карбонатного состава. По этой кривой можно определить нейтронную пористость, равную истинной пористости породы. Кривые для доломита и песчаника смещены относительно линии известняков за счёт того, что различие в химическом составе пород влияет на величину нейтронной пористости, определённой по НГК на известняке. Области, заключённые между кривыми, соответствуют породам со смешанным составом скелета породы: известняк – песчаник, известняк – доломит, песчаник – доломит (см. рис. 20).

Метод визуальной диагностики – метод визуального образа при интерактивной интерпретации материалов ГИС предложил А.Е. Куликович, считающий что весьма эффективно будет работать такая программа автоматической обработки кривых ГИС на ЭВМ, которая представляет геологические объекты (пласты горных пород) в наглядной форме – с выводом на дисплей. Набор признаков, например, при литологическом расчленении разреза скважины представляется в виде таких интервалов диаграмм, которые по своим конфигурациям и являются «визуальными образами» геологических пластов горных пород. Располагая эталонными наборами «образов», соответствующих различным типам выделяемых пластов, можно проводить диагностику, сопоставляя визуальный образ пласта определённого типа с диаграммами эталонных групп. Диаграммы визуального образа дают возможность интерпретатору наглядно представить разрез скважины, проанализировать его и ввести соответствующие изменения в литологическую колонку в интерактивном (диалоговом) режиме.

Корреляция разрезов скважин по данным ГИС. Для эффективной эксплуатации нефтяных залежей необходимо иметь представление о их геологическом строении и добычных возможностях скважин. Большая часть геологических и геофизических наблюдений, проводится по стволу скважины, которая пересекает пласты горных пород. Поскольку при цифровой записи ГИС фиксирует какой-либо параметр через каждые 20 см, то эти измерения носят локальный (точечный) характер. Локальные замеры производятся для получения геопараметров, всесторонне описывающих объект исследования (форма, размеры, условия залегания геологических тел, их геофизические, геохимические и др. характеристики).

Проблема локальности порождает проблему экстраинтерполяции и детальности, и для того, чтобы охарактеризовать месторождение как связанный пространственный объект, требуется перейти от результатов локальных наблюдений и измерений к целостной, полноопределённой модели изучаемого месторождения, выполнить экстраинтерполяцию промыслово-геофизических данных на межскважинные пространства.

Объём месторождения, непосредственно вскрытый скважинами, по сравнению с объёмом всего изучаемого объекта (месторождение, залежь) ничтожно мал. Сам объект, как правило, отчётливо стратифицирован и его изменчивость особенно велика в вертикальном направлении. Интенсивность такой изменчивости и крайне малый объём информации о самом объекте делает задачу экстраинтерполяции скважинных данных на межскважинные пространства очень неопределённой и трудноразрешимой. Однако в связи со стратифицированностью объекта и значительно меньшей интенсивностью его латеральной изменчивости по сравнению с вертикальной, степень неопределённости задачи можно существенно снизить, заменив экстраинтерполяцию, выполняемую в трехмерном пространстве, на экстраинтерполяцию, выполняемую в двумерном пространстве. Это достигается за счёт расчленения изучаемого месторождения и вмещающего его блока земной коры на отдельные слои, пласты или пачки, рассматриваемые при выполнении экстраинтерполяции в качестве двумерных плоских тел. Только приняв модель слоистого строения осадочной толщи, можно ставить задачу литологической корреляции – идентификации одного и того же пласта в различных скважинах.

При традиционной «ручной» методике геологической интерпретации материалов ГИС задача детальной корреляции разрезов в определённой мере решается попутно с выполнением литологической интерпретации. На ЭВМ же литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважин как единую задачу решить не удалось, так как существующие автоматизированные системы обработки материалов ГИС обычно решают вопросы литологической идентификации и стратиграфической индексации разреза в отрыве друг от друга, зачастую в явной или скрытой форме полностью пе-

рекладывая корреляцию разрезов на человека, управляющего работой автоматизированной системы.

В настоящее время наиболее широко используются известные алгоритмы корреляции, предложенные В.А. Бадьяновым и Ш.А. Губерманом [15].

Алгоритмы межскважинной корреляции разрезов скважин, базирующиеся на идее геолого-статистического разреза (ГСР), предложены В.А.Бадьяновым и др. Системный характер этих алгоритмов достаточно очевиден: он выражается в последовательном применении декомпозиционного (расчленение разреза каждой скважины на слои и «расписывание» пластов, выделенных на сводном разрезе, по отдельным скважинам) и интегративного (построение сводного разреза) подходов. Авторы этого алгоритма считают, что существующую в нефтепромысловой геологии и проектировании разработки нефтяных месторождений задачу по оценке и учёту реальной структурно-морфологической сложности природных резервуаров нефти следует решать при детальном расчленении и корреляции разрезов скважин. Достаточными исходными данными для решения этой задачи являются сведения об отметках границ продуктивного горизонта и проницаемых пропластков. Поэтому был разработан алгоритм эвристического характера, с помощью которого выбирается модель напластования геологического объекта, а затем в рамках выбранной модели строится геолого-статистический разрез, оценивается его ритмичность ГСР и выделяются границы ритмов, идентифицируются пропластки в изучаемых скважинах в соответствии с выделенными ритмами и, наконец, выбирается модель напластования для каждого ритма. Методика построения ГСР сводится к нахождению хотя-бы одной корреляционной поверхности, расположенной как можно ближе к продуктивному горизонту: лучше, когда это чёткий репер. Для этого проводится попарное сопоставление разрезов скважин с ГСР и вычисляется коэффициент взаимосвязи, т.е. вероятность появления коллектора и неколлектора. Сам же ГСР представляет собой дифференциальную кривую распределения относительного содержания (вероятности появления) коллекторов и даёт обобщённую картину строения исследуемого геологического объекта по разрезу. Пропластки контрольной скважины относятся к какому-либо ритму по критериям пространственной близости, в результате чего множество пропластков коллектора разбивается на подмножества, соответствующие ритмам (пластам). В итоге продуктивный горизонт расчленяется на пласты и устанавливается их взаимоднозначное соответствие, чем достигается пообъектная корреляция.

Авторы чисто композиционного алгоритма корреляции разрезов скважин Ш.А. Губерман, О.И. Барина и другие при корреляции пластов горных пород в осадочных толщах преследовали две цели:

1) установить в разрезах изучаемых скважин точки, которые в процессе накопления осадков одновременно принадлежали бы к одной и той же поверхности осадконакопления (синхронные точки);

2) выявить в разрезах скважин интервалы, принадлежащие сейчас или некогда одному и тому же геологическому телу.

При расчленении разрезов скважин по данным ГИС представляется, что разрез состоит из нескольких иерархических уровней – крупных, однородных интервалов (толща, пачка), каждый из которых делится на более мелкие интервалы (пласты, пропластки), а те, в свою очередь, делятся ещё на более мелкие. При этом для каждого интервала характерны свои группы предпочтительных значений, т.е. предлагается описывать разрез в несколько этапов: сначала грубо, а затем детализировать, расчленяя каждый из выделенных на предыдущем уровне интервалов. На практике этому соответствует разбивка разреза на толщи, пачки, пласты, пропластки. При этом предполагается, что в пределах каждого крупного интервала пласты залегают плоскопараллельно или веерообразно (принцип перспективного соответствия Б. Хейтса) с неизменным порядком их следования по вертикали (принцип упорядоченности) и малой изменчивостью физических свойств по простиранию (принцип похожести).

Физические свойства пластов, относящихся к одному и тому же месторождению, изменяются в пределах одних отложений от разреза к разрезу незначительно, что сказывается на сходстве конфигурации участков диаграмм ГИС, проведённых одинаковыми геофизическими методами в различных скважинах. Поэтому при корреляции разрезов прежде всего выделяются интервалы, наиболее сходные по своей конфигурации. В качестве меры похожести используется величина нормированного коэффициента корреляции двух сопоставляемых участков диаграмм.

В основу алгоритма сопоставления разрезов скважин положена геометрическая модель геологических разрезов, основанная на предположении, что геологический разрез состоит из нескольких этажей и что внутри каждого этажа мощности входящих в него пластов изменяются от разреза к разрезу пропорционально расстоянию между разрезами. Алгоритм сопоставления границ пластов, выделенных на каротажных диаграммах, базируется на поиске функции минимальных рассогласований между соответствующими границами двух коррелируемых разрезов. Границы пластов, выделенных в разрезах сопоставляемых скважин на разных иерархических уровнях, прослеживаются на корреляционных графиках каждой пары скважин до пересечения друг с другом.

Предлагаемые алгоритмы рассчитаны на решение задачи корреляции в чистом виде, с отрывом от литологического расчленения. Другие существующие алгоритмы машинной корреляции разрезов скважин мало отличаются от вышерассмотренных алгоритмов.

Перспективы объединения задач литологической идентификации, стратиграфической индексации и корреляции разрезов скважин по данным ГИС. Традиционные «ручные» методики интерпретации данных ГИС, как правило, используют геофизическую информацию не только для определения литологического состава, характера насыщения и физических свойств пластов горных пород, но и для определения стратиграфической принадлежности этих пластов, фактически объединяя задачи интерпретации материалов ГИС по отдельным скважинам и межскважинную корреляцию разрезов скважин [15].

В большинстве современных программ по машинной обработке данных ГИС задачи стратиграфической индексации (межскважинной корреляции) решаются, в основном за счёт применения человеко-машинных режимов работы. Поэтому основным направлением автоматизированной интерпретации данных ГИС должна стать разработка таких алгоритмов, решающих задачу литологической идентификации и оценки характера насыщения пород в неразрывной связи с задачей определения места каждого из слоёв в общей стратиграфической схеме исследуемого района, т.е. выполняющих и межскважинную корреляцию разрезов.

Известно, что при «ручной» обработке задача литологического расчленения фактически сводится к задаче стратиграфического расчленения. Поэтому для приближения методики машинной интерпретации к «ручной» следует объединить задачи литологического расчленения и корреляции разрезов скважин в единую задачу литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС. Решению сложных задач человек обучается не столько осваивая различные частные правила, сколько подражая другому человеку или следуя какому-то сложному эталонному примеру. Поэтому автоматизированную интерпретацию целесообразно организовать по принципу обучения на эталонной ситуации. Геолог или геофизик, интерпретирующий материалы ГИС, при решении задачи расчленения разреза рассматривает каждую диаграмму ГИС как единое целое. Следовательно для приближения машинной интерпретации к «ручной» необходимо создать такой алгоритм, который бы на любом шаге своей работы «видел» каждую из кривых ГИС не только по частям, но и в целом.

Очевидным преимуществом единой литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС перед выполнением отдельно литологического расчленения разреза скважины и стратиграфической индексации пластов горных пород (корреляции разрезов скважин) является возможность взаимного контроля заключений о литологическом составе и стратиграфическом положении слоёв, что должно положительным образом отразиться на качестве автоматизированной интерпретации.

Литолого-стратиграфическая интерпретация данных ГИС на ЭВМ и на персональных компьютерах. При всем многообразии тради-

ционных методов интерпретации данных ГИС все они реализуются по одной схеме: вначале разрез скважины расчленяется на внутренне относительно однородные участки-слои, затем определяются литологический состав и стратиграфическая принадлежность выделенных слоёв и, наконец, для слоёв, представляющих интерес в качестве коллекторов нефти или газа, оцениваются значения различных геолого-физических параметров – глинистости, пористости, нефтенасыщенности, проницаемости и т.п. Следовательно, в традиционных методиках качественная интерпретация, включая в себя элементы межскважинной корреляции разрезов, носит характер литолого-стратиграфического расчленения толщ горных пород, вскрываемых скважинами, и предшествует количественной интерпретации.

Иначе обстоит дело с интерпретацией материалов ГИС на ЭВМ. Для того, чтобы исключить работу в диалоговом режиме нужно иметь такую схему машинной интерпретации, которая приближалась бы к «ручным» методам интерпретации, т.е. решала бы задачу литологического расчленения и стратиграфической индексации как единую задачу литолого-стратиграфической интерпретации. Для этого необходим (как и при «ручной» интерпретации) эталон в качестве материала обучения и возможность видеть диаграммы ГИС одновременно целиком и более детально рассматривать интересующие части диаграмм (например, продуктивную часть нефтяной залежи) [15, 22]. Таким эталоном является реальная скважина

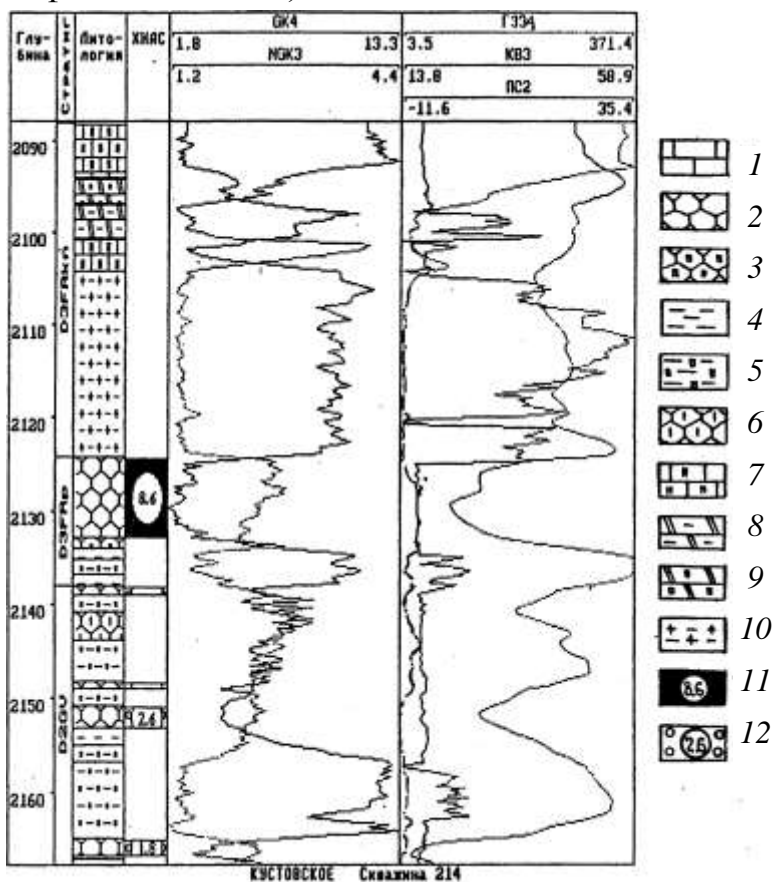


Рис.21. Планшет диаграмм ГИС и литолого-стратиграфическое описание разреза скв. 214 Кустовского месторождения на экране персонального компьютера: 1 – известняк; 2 – песчаник; 3 – песчаник алевритистый; 4 – аргиллит; 5 – алевролит глинистый; 6 – песчаник известковистый; 7 – известняк доломитистый; 8 – глинисто-карбонатная порода; 9 – алевритисто-карбонатная порода; 10 – глинисто-терригенная порода; 11 – нефтенасыщенный коллектор; 12 – водонасыщенный коллектор

(рис. 21), детально изученная по керну и пластоиспытаниям и исследованная всеми промыслово-геофизическими методами, которые, пусть не в полном объёме, применялись на других скважинах той же площади и с тем же типом разреза. При отсутствии таких скважин эталон можно сформировать на основе особенно тщательной «ручной» интерпретации данных каротажа реальной скважины, а также путём расчёта синтетических диаграмм ГИС под геологическое описание типового для площади разреза.

Итак, опираясь на скважины-эталоны, подражают практике «ручной» интерпретации данных ГИС: обучение решению задач ведётся не путём выработки частных правил, а на основе учёта реальной ситуации, взятой во всей её полноте и сложности. Естественно, ориентация на целостное восприятие ситуации должна распространяться и на каждую из диаграмм ГИС, что может быть обеспечено использованием алгоритмов интерпретации, «видящих» кривую ГИС не только по частям, но и в целом.

Одновременно с заданием цифровых массивов ГИС вводится литостратоописание эталонной скважины, содержащее номера (коды) тех литолого-возрастных типов горных пород, которые встречаются в данной скважине.

Задача литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины по данным ГИС формулируется следующим образом. Имеется скважина-эталон, для которой заданы цифровой массив, состоящий из показаний ГИС, и ее литостратоописание. О другой скважине известно, что её разрез близок к разрезу скважины-эталона. Опираясь на данные о скважине-эталоне и цифровой массив данных ГИС интерпретируемой скважины, необходимо построить литолого-стратиграфическую колонку второй скважины. Однако, сопоставляя точки диаграмм ГИС интерпретируемой и эталонной скважин можно определить лишь литологический состав пластов. Такое сопоставление ничего не даст для оценки места выделенных слоёв в стратиграфической колонке, т.е. для корреляции разрезов скважин. Положение можно улучшить, коренным образом изменив принципы определения мер близости. При этом должны учитываться не только параметры каждой точки разреза эталонной и интерпретируемой скважин, но и окружение, в котором точка находится, т.е. мера близости должна быть такой, чтобы она отражала не каждую точку на кривой ГИС в отдельности, а диаграмму ГИС, взятую в целом.

Метод описания общих особенностей диаграммы ГИС применительно к каждой ее точке основывается на так называемом псевдостатистическом моделировании: точка кривой характеризуется целым набором значений одной и той же переменной, полученных в результате рассмотрения этой точки как центра большого количества пространственных элементов, имеющих разные размеры.

Сущность псевдостатистического моделирования применительно к обработке данных ГИС заключается в следующем. Пусть каротажная кривая охватывает очень большой интервал, и в центре интервала находится точка с номером j , а мы хотим получить описание «всей» кривой, которое можно использовать для выяснения литологического состава и стратиграфической принадлежности пород в точке j . Нужно также иметь относительно точное представление о поведении кривой вблизи точки j . Для этого задаются короткой единичной длиной и определяют среднеарифметическое значение $X(-1j)$ и $X(+1j)$ ординат кривой на единичных отрезках, один из которых лежит выше, а другой – ниже точки j . В этом заключается псевдостатистический способ описания «всей» диаграммы ГИС по отношению к точке оси скважины, достаточно удалённой как от устья, так и от забоя.

Итак, для установления места литолого-стратиграфического элемента в разрезе скважины используются псевдостатистические представления каротажных диаграмм в виде массива чисел геофизических показаний, когда, помимо исходных нормированных диаграмм, в интерпретации участвуют и их сглаженные отображения. При этом точке на оси скважины приписываются, кроме показаний геофизического параметра с исходной кривой ГИС, целый набор усреднённых показаний того же геофизического метода на участках разной длины вблизи этой точки.

По нормированным исходным и сглаженным кривым ГИС определяется коэффициент корреляции (мера близости) для каждой точки разреза скважины – объекта интерпретации с каждой точкой разреза эталонной скважины.

Полученные значения мер сходства анализируются ЭВМ, а затем среди них выбирается одно наиболее надёжное, т.е. для каждой точки интерпретируемой скважины находится идентичная точка в разрезе скважины-эталона, литолого-стратиграфический индекс которой присваивается искомой точке в разрезе скважины – объекта интерпретации.

Описанная схема обработки информации по скважинам, одна из которых выступает в качестве эталона, а вторая – в качестве объекта геологической интерпретации относящихся к ней данных скважинной геофизики, реализована в программе ЛСИГИС для больших ЭВМ и как система автоматизированной интерпретации геофизических материалов KVNGIS для персональных компьютеров.

Обеспечиваемое программой объединение литологической идентификации пород, определения характера насыщения коллекторов и детальной корреляции геологических разрезов скважин в единую задачу достигнуто за счёт одновременного рассмотрения каждой из диаграмм ГИС в её исходном (не считая предварительной нормировки) виде и в огрублённых отображениях, полученных в результате сглаживания предварительно

нормированной исходной диаграммы «скользящими окнами» различных размеров, наращиваемых по закону геометрической прогрессии со знаменателем, значение которого обычно принимается равным 2 или 3. Отвечающие данной точке оси скважины отсчёты по сглаженным диаграммам используются «на равных правах» с отсчётами по нормированным исходным диаграммам, играя роль признаков, совокупность которых в обобщённой форме отражает конфигурацию каждой из диаграмм применительно к данной точке разреза, вскрытого скважиной. Благодаря включению в геофизическое описание точки усреднённых отсчётов, которые соответствуют целой цепочке разноуровневных подсистем – различных по длине отрезков оси скважины, охватывающих данную точку в качестве одного из своих предельно малых элементов, описание приобретает иерархический, системный характер.

Описание разреза задаётся массивом четырёхпозиционных десятичных чисел, отвечающих тем же точкам оси скважины, данные по которым вошли в относящиеся к этой скважине дискретизированные описания кривых ГИС. Как и в описаниях диаграмм, числа, характеризующие геологический разрез, вводятся в порядке возрастания глубин расположения точек оси скважины, к которым они относятся. Первые две позиции каждого из чисел отражают литологический состав и характер насыщения породы. При этом одна и та же порода-коллектор при разном характере насыщения кодируется различными двухпозиционными числами, соотношение значений которых могут быть произвольными. Последние две цифры четырёхпозиционного числа являются кодом стратиграфического подразделения, которые подбираются так, чтобы в описании геологического разреза скважины-эталона их числовые значения образовывали неубывающую последовательность. Названия всех литологических разновидностей пород и стратиграфических подразделений, отвечающие используемым кодам, в каждом акте работы программы вводятся заново в виде текстов для словарей «Наименования выделяемых типов пород (и коллекторов)» и «Наименования стратиграфических подразделений». Такой подход снимает все ограничения на используемую номенклатуру пород, типов коллекторов и стратиграфических подразделений, позволяет программе окончательные результаты интерпретации печатать в словесной форме, без применения кодов.

Интерпретация осуществляется в следующем порядке:

- для каждой точки разреза скважины-объекта интерпретации рассчитываются меры сходства набора её геофизических характеристик с наборами характеристик каждой из точек разреза скважины-эталона;
- запоминаются номера пяти точек разреза эталона, на которые данная точка разреза объекта интерпретации похожа в наибольшей степени, и соответствующие этим номерам значения мер сходства. Это даёт возмож-

ность построить пять разнонадёжных начальных версий литолого-стратиграфического описания разреза скважины-объекта интерпретации. При формировании начальных версий требование неубывания последовательности кодов, отражающих стратиграфическую принадлежность пород, не соблюдается, поэтому каждая из версий может оказаться внутренне противоречивой;

– из пяти начальных версий соответствующим образом упорядоченного отбора наиболее надёжных (по коэффициентам корреляции) и не противоречащих одна другой литолого-стратиграфических идентификаций создаётся одно промежуточное описание разреза, в котором коды

Таблица 1

Протокол результатов литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС на ПЭВМ в системе KVNGIS в автоматическом режиме (Кустовское месторождение. Скв. 211 – объект интерпретации. Скв. 214 – эталонная скважина)

Начальная глубина	Конечная глубина	Характеристика пород	Стратиграфическое подразделение
М			
2076.00	2083.80	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2083.80	2087.00	Алевритисто-карбонатная	Кыновский горизонт
2087.00	2089.60	Глинисто-карбонатная	Кыновский горизонт
2089.60	2090.00	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2090.00	2090.60	Не выяснена	Кыновский горизонт
2090.60	2093.80	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2093.80	2119.40	Глинисто-терригенная	Кыновский горизонт
2119.40	2121.80	Песчаник	Пашийский горизонт
2121.80	2122.60	Не выяснена	Пашийский горизонт
2122.60	2122.80	Песчаник алевритистый	Пашийский горизонт
2122.80	2124.00	Аргиллит	Пашийский горизонт
2124.00	2127.00	Не выяснена	Пашийский горизонт
2127.00	2127.60	Аргиллит	Пашийский горизонт
2127.60	2131.80	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2131.80	2132.20	Песчаник известковистый	Живетский ярус
2132.20	2144.00	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2144.00	2144.40	Песчаник	Живетский ярус
2144.40	2145.20	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2145.20	2148.00	Песчаник	Живетский ярус
2148.00	2148.80	Аргиллит	Живетский ярус
2148.80	2150.60	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2150.60	2150.80	Аргиллит алевритистый	Живетский ярус
2150.80	2153.00	Не выяснена	Живетский ярус
2153.00	2153.20	Песчаник	Живетский ярус
2153.20	2154.00	Алевролит	Живетский ярус
2154.00	2155.00	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2155.00	2158.00	Глинисто-терригенная	Вендский комплекс протерозоя
2158.00	2158.40	Алевритисто-терригенная	Вендский комплекс протерозоя
2158.40	2160.00	Глинисто-терригенная	Вендский комплекс протерозоя

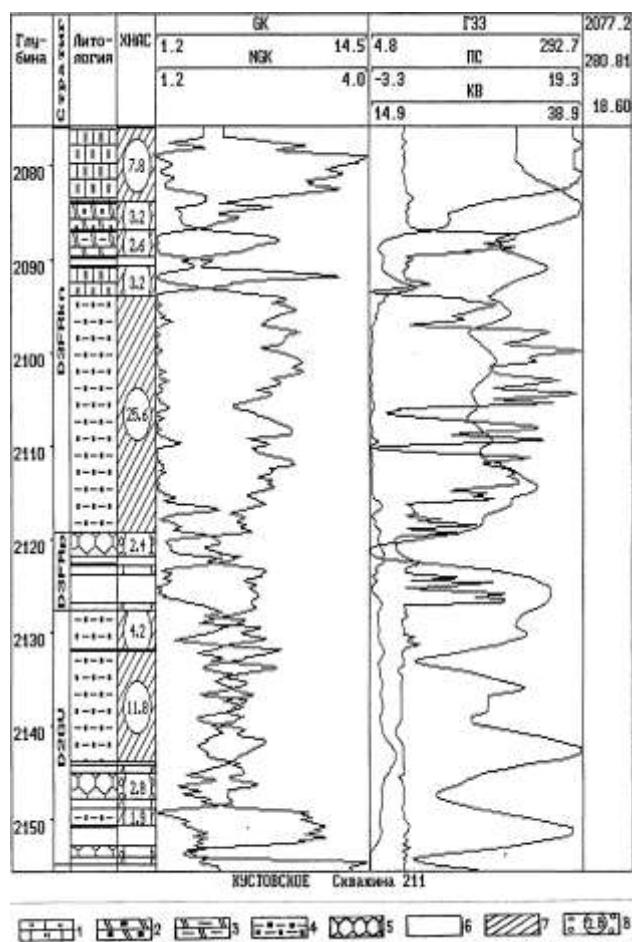
стратиграфической принадлежности по мере увеличения глубины по скважине не убывают. Такое описание хотя и является внутренне непротиворечивым, но иногда содержит интервалы в разрезе скважин, для которых ни литологические составы пород, ни их стратиграфические идентификации не определены.

– следующий шаг работы алгоритма и программы – стратиграфическая идентификация указанных интервалов,

– заключительный этап – доопределение литологического состава и характера насыщения тех интервалов, для которых в пяти начальных версиях были получены недопустимые стратиграфические, но приемлемые (с учётом принятого стратиграфического расчленения разреза скважины-объекта интерпретации и заданного описанием скважины-эталона литологического состава стратиграфических подразделений) литологические идентификации.

Результаты литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС по скважине-объекту интерпретации, полученные на заключительном этапе, выдаются на печать в форме таблицы – перечня выделенных литологически (и по характеру насыщения) однородных, однозначно датированных слоёв (табл. 1) и изображения планшета ГИС и литолого-стратиграфической колонки на экране компьютера (рис. 22).

Рис. 22. Пример графического представления планшета ГИС и результатов интерпретации скв. 211 Кустовского месторождения на экране компьютера, выполненных в системе KvnGIS в автоматическом режиме: 1 – известняк доломитистый; 2 – алевролитисто-карбонатная порода; 3 – глинисто-карбонатная порода; 4 – алевролит глинистый; 5 – песчаник; 6 – неидентифицированная порода; 7 – плотная порода (неколлектор); 8 – коллектор водонасыщенный



Для каждого слоя указываются глубины залегания его кровли и подошвы, наименование развитых в нём пород и при необходимости характер насыщения и название стратиграфического подразделения, к которому отнесён слой. Глубины рассчитываются с учётом заданных в качестве входной информации сведений о шаге дискретизации диаграмм ГИС, о глубине, к которой относятся начальные точки диаграмм. Тексты, отражающие состав и характер насыщения пород, их стратиграфическую принадлежность, берутся из упоминавшихся выше словарей.

Очевидным преимуществом единой литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС перед выполняющимися отдельно (см. выше) литологическим расчленением разреза скважины и стратиграфической индексацией пластов горных пород (корреляции разрезов скважин) является возможность взаимного контроля заключений о литологическом составе и стратиграфическом положении слоёв, что положительным образом отражается на качестве автоматизированной интерпретации [15].

4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Разработка месторождений нефти и газа проводится в соответствии с технологическими и техническими мероприятиями, обеспечивающими рациональное извлечение УВ сырья из пластов-коллекторов и управление этим процессом.

Контроль за разработкой методами ГИС предусматривает определение начального распределения нефти и воды в залежи, изучение особенностей заводнения продуктивных пластов, определение коэффициентов вытеснения нефти, охвата заводнением и нефтеотдачи в пределах обводненной части залежи, исследование технического состояния скважин. Системы разработки с заводнением обеспечивают наибольший эффект. Причем основное влияние на динамику технико-экономических показателей разработки оказывает геологопромысловая характеристика нефтегазосодержащих объектов [10, 16 – 18].

Обоснование оптимальных вариантов систем разработки эксплуатационных объектов базируется на сформированной к началу проектных работ геологической модели каждой из залежи в отдельности и месторождения в целом. Геологическая модель представляет собой комплекс промыслово-геологических карт и схем, зависимостей между различными параметрами и графиков (сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения, схемы корреляции, структурные карты и карты нефтегазоносности, эффективной нефтенасыщенной и газонасыщенной толщины, схемы обоснования ВНК и т.п.).

При выборе оптимальной системы разработки большое внимание уделяют изучению технического состояния скважин методами ГИС: измерению искривления и диаметра скважины, определение качества цементирования обсадных колонн, обнаружению мест притока в скважину и затрубного движения жидкости и др. [8, 12, 24].

4.1. Геофизические методы контроля разработки нефтегазовых месторождений и исследование действующих скважин

При разработке нефтегазовых месторождений методами ГИС решаются задачи общего характера (определение начального положения и наблюдение за перемещением ВНК и ГЖК в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него; наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту) и детальных исследований (уточнение геологического строения месторождения; изучение эксплуатационных характеристик пластов – выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих мощностей, продуктивности и пластового давления; контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов; оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов; оценка текущих запасов углеводородов).

Скважины представляют собой основную составляющую системы разработки, т.к. по ним осуществляется подъем из недр нефти и газа и с их помощью получают необходимые сведения о залежах УВ. По своему назначению они подразделяются на добывающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные [10,17].

Добывающие скважины предназначены для добычи нефти, газа и сопутных компонентов, а *нагнетательные скважины* – для нагнетания в пласт различных агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежей. *Специальные (контрольные и оценочные) скважины* предназначены для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров пластов и для контроля за процессами, протекающими в пластах. К ним относятся пьезометрические скважины, служащие для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления и наблюдательные, предназначенные для наблюдения за характером вытеснения нефти из пластов – за перемещением ВНК и ГЖК и за изменением нефтегазонасыщенности пластов. К числу *вспомогательных скважин* относят водозаборные и поглощающие скважины.

При разработке месторождений нефти и газа используют энергию начальных (статических) и искусственных (дополнительных) пластовых давлений, под действием которых происходит вытеснение нефти и газа из порового пространства пласта в скважину. Однако природные внутренние

виды энергии месторождений углеводородов, особенно нефти, не обеспечивают высокой нефтеотдачи залежей. С целью увеличения нефтеотдачи используют искусственные источники энергии, закачиваемые в продуктивные пласты вода, газ и другие реагенты. Вытеснение нефти водой в настоящее время является основным способом извлечения нефти [16]. Движение жидкости в нефтеносном пласте происходит по сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных конфигураций и размеров.

Однако сложный процесс одновременного вытеснения и перераспределения фаз (воды или нефти) в поровом пространстве коллектора не приводит к полному вытеснению нефти замещающей ее водой. В обводняющемся продуктивном пласте при законтурном заводнении выделяют четыре зоны (рис. 23). Первая зона – водоносная часть пласта ниже уровня ВНК, в ней поровое пространство полностью заполнено водой. Во второй зоне водонасыщенность изменяется от максимальной до значения на фронте вытеснения нефти. Участок IIa находится на начальной линии нагнетания воды и характеризуется остаточной нефтенасыщенностью. Участок $IIб$ представлен зоной водонефтяной смеси, в которой нефть постепенно вымывается. Третья зона, размер которой может достигать нескольких метров, – переходная от воды к нефти. Четвертая зона – невыработанная часть пласта. При внутриконтурном заводнении продуктивного пласта существуют II, III и IV зоны. Участок IIa расположен непосредственно вокруг нагнетательной скважины.

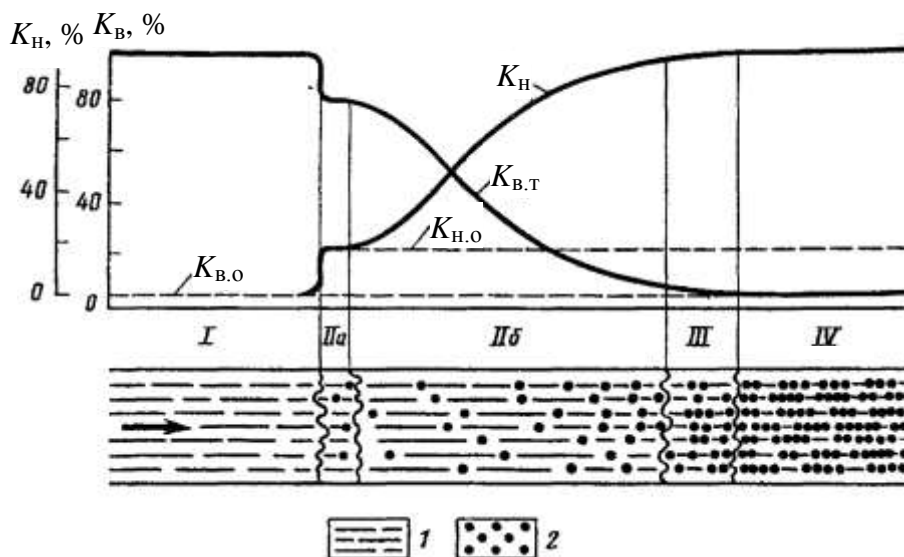


Рис. 23. Схема изменения нефте- и водонасыщенности продуктивного пласта при законтурном его заводнении. Характер насыщения порового пространства: 1 – вода; 2 – нефть

Петрофизические характеристики продуктивных коллекторов претер-

певают значительные изменения и не являются постоянными в период разработки залежей УВ. Они существенно отличаются от физических свойств горных пород, установленных для первоначального статического состояния продуктивных коллекторов. Эти отличия обусловлены изменением соотношения нефти, газа и воды в поровом пространстве за счет появления нагнетаемой воды, непостоянством минерализации остаточной и свободной воды при нагнетании в пласт пресных вод, изменением температуры пластов в процессе их эксплуатации и др.

При геофизическом контроле применяются как методы, входящие в обязательный комплекс ГИС (КС, ПС, кавернометрия, ГК, НГК, ННК-т, импульсные методы и пр.) и используемые в основном для оценки текущей нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, так и специальные методы, изучающие эксплуатационные характеристики пластов (в том числе выделение интервалов притока и приемистости пластов) и техническое состояние скважин (расходомерия, термометрия, резистивиметрия, импульсный нейтронный гамма-метод, акустический и др.).

Контроль за изменением ВНК и ГЖК является важным моментом для оценки характера поверхности раздела водоносной и нефтегазоносной зон в пласте в процессе разработки залежей.

Контакты нефть-вода и газ-вода в природных условиях не являются четкими. Так, при пересечении коллектора нефтегазовой залежи стволом скважины в ее водонефтяной части выделяют пять зон: 1 – газовую шапку; 2 – зону предельного нефтенасыщения, которая имеет максимальное значение K_H , и минимальное $K_B = K_{B,0}$; 3 – зону однофазного притока нефти; 4 – подзону двухфазного притока (нефти); 5 – переходную зону; 6 – водоносную зону коллектора, для которой $K_H = 0$ и $K_B = 1$ (рис. 24).

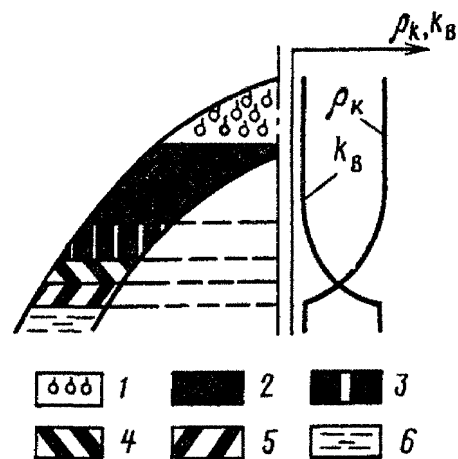


Рис. 24. Схема строения нефтяной залежи с газовой шапкой: 1 – газовая шапка; 2 – предельной нефтенасыщенности; 3 – однофазного притока нефти; 4 – подзона двухфазного притока (нефти); 5 – переходная зона; 6 – водоносная

В настоящее время единого мнения о том, что считать границей контакта нефть-вода, не существует. В основном наличие контактов устанавливают по комплексу ГИС и результатам опробования скважин. При от-

сутствии переходной зоны ВНК устанавливают по показаниям КС градиент- и потенциал-зондов, по кривым микрозондирования, по кривым экранированного зонда БК и кривой ИК (рис. 25). По этим же данным можно получить наиболее достоверную информацию о перемещении ВНК.

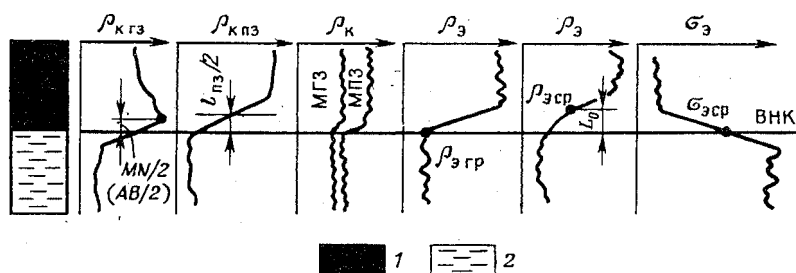


Рис. 25. Определение положения ВНК по данным методов КС и ИК (1 – нефть, 2 – вода)

Выделение обводненных продуктивных пластов, которые имеют место при закачке в необсаженные скважины пресных вод, наиболее эффективно осуществляется с помощью таких методов ГИС, как КС, ПС и кавернометрия, а в обсаженных неперфорированных скважинах в основном используются методы ИННК, НГК, ГК, ИК, АК и термометрии. При выделении обводненных интервалов в обсаженных перфорированных скважинах помимо радиоактивных методов широко используются методы изучения состава флюидов, термометрия и расходомертия и т.п.[16]. На рис. 26 приведены данные ГИС при работе скважины в безводный I и обводненные II, III периоды. Сравнивая данные расходомертии, плотностнометрии, влагометрии и термометрии, можно установить «работающие» интервалы и интервал обводнения продуктивного пласта БС₄ на глубине 2097–2100,4 м.

Контроль за изменением ВНК, ГНК и ГВК и за возникновением избирательного обводнения пластов в процессе разработки залежей нефти и газа осуществляется электрическими методами каротажа при бурении новых эксплуатационных скважин в той части залежи, где предполагается текущее положение контакта. В пластах, в которых нефть и газ вытеснены пластовой водой, значительно уменьшается электрическое сопротивление.

При замещении нефти пресной водой, закачиваемой при законтурном или внутриконтурном заводнении пластов, определить контакт по изменению сопротивления не удастся; но иногда обводнение пласта удастся обнаружить по изменению аномалий скважинного потенциала $U_{с.п.}$

Число новых бурящихся на месторождении в течение года скважин, в которых можно следить за контактом ВНК и ГЖК электрическими методами, сравнительно невелико, а после их крепления стальными колоннами дальнейшее наблюдение за перемещением контактов электрометодами

становится невозможным. Правда, эти наблюдения возможны при крепле-нии скважин не проводящими электрический ток колоннами и при исполь-зовании индукционного и диэлектрического методов. Однако такие обсад-ные колонны в настоящее время применяются редко. Положение газоне-фтяного контакта (ГНК) электрическими методами определить не удастся.

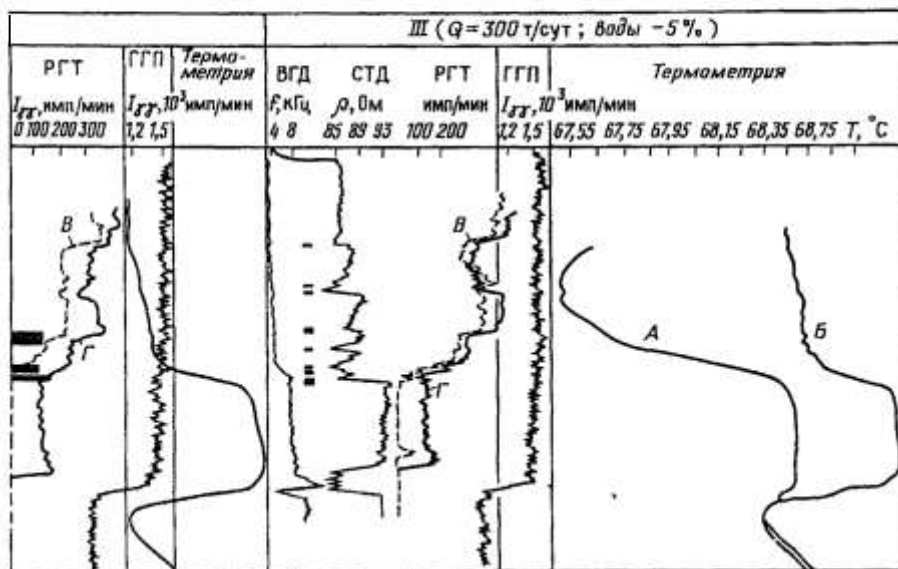
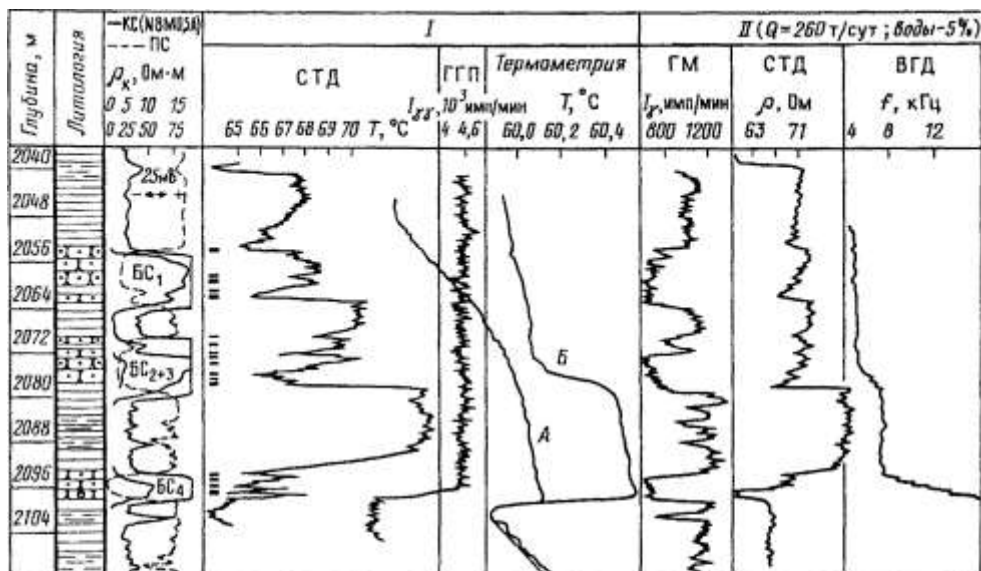


Рис. 26. Выделение обводненных и «работающих» интервалов по комплексу ГИС (скв. 832 Усть-Балыкского месторождения): I – на начало разработки; II, III – через 2 года 8 месяцев после ее начала. Породы: 1 – глина; 2 – алеврит; 3 – нефтеносный песчаник; 4 – обводненный песчаник; 5 – «работающие» интервалы.

Запись кривых ГИС в скважинах: А – остановленной, Б – работающей; В, Г – соответственно точечные и непрерывные замеры

Газоносные пласты по сравнению с нефтеносными и водоносными пластами отличаются повышенными значениями радиоактивности, полученными нейтронными методами. При выделении газоносных пластов весьма эффективно использование акустического метода (АК) и плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК). Основными методами контроля за перемещением газожидкостного контакта (ГЖК) и ВНК в обсаженных интервалах скважин в настоящее время являются нейтронные методы (НГК, ННК_т, ИНК) [8, 12, 16].

Использование данных термометрии при контроле за разработкой залежи. В неперфорированных пластах по данным термометрии прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих в эксплуатационной и поглощающих в нагнетательной скважине).

Прослеживание фронта распространения закачиваемой воды по пласту базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой. Обводненный пласт определяется по положению точки *M*, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Интервал прорыва закачиваемых вод по пласту регистрируется отрицательной температурной аномалией (рис. 27).

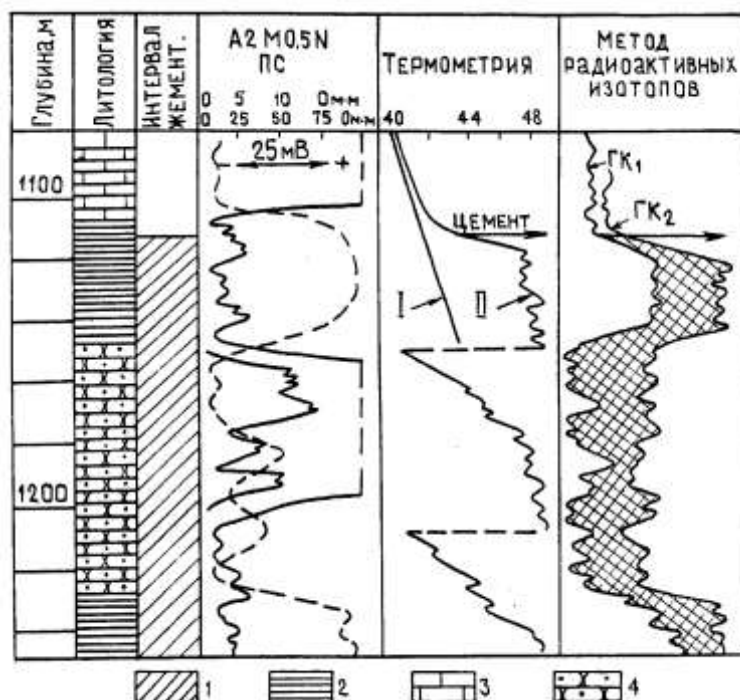


Рис.27. Определение уровня цемента по данным термометрии и радиоактивных изотопов. Замеры температуры: I – контрольный, II – после заливки цемента; ГК₁ – замер ГК до закачки цемента, ГК₂ – после закачки цемента; 1 – цемент за колонной, 2 – глина, 3 – известняк, 4 – песчаник

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений.

Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся – пониженными значениями относительно соседних участков.

Исследование притока и поглощения жидкости и газа в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходомерия скважин является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходомерия заключается в измерении скорости перемещения жидкости по скважине приборами, которые называются расходомерами. С помощью расходомерии решаются следующие задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных скважинах выделяют интервалы перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами; изучают суммарный дебит или поглощение жидкости в отдельных интервалах пластов, разделенных неперфорированными интервалами; строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом.

Расходомеры бывают механические и термоиндуктивные, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные, а по способу регистрации – на автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри

приборов) и дистанционные (сигналы передаются по линии связи на поверхность, где регистрируются).

Расходомер механического типа при работе в скважине обычно опускают до кровли верхнего перфорированного интервала и при открытом пакере регистрируют показания калибратора, нулевые линии и суммарный дебит. Затем при закрытом пакере расходомер опускают до забоя. После этого при подъеме прибора с прикрытым пакером производится непрерывная запись расходограммы до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60–80 м/ч в масштабе глубин 1:200. На участках кривой с резкими изменениями дебита жидкости производят точечные измерения через 0,4 метра, с малыми изменениями дебита – через 1–2 м с полностью открытым пакером. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, и называется интегральной расходограммой. Она характеризует суммарный дебит жидкости всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на кривой наблюдается возрастание показаний, а в интервалах поглощения – их уменьшение. Интегральная расходограмма используется для построения дифференциальной зависимости, характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта [12, 16, 24].

Термоэлектрические расходомеры предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство. Их работа основана на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. На практике наибольшее распространение получили расходомеры СТД-2 и СТД-4.

Исследование флюидов в стволе скважины в основном проводят методами электрометрии, радиометрии и термометрии [8, 16], позволяющими более точно интерпретировать данные расходометрии.

Резистивиметрия скважины заключается в измерении электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. Чаще всего с помощью резистивиметра определяют место притока воды в скважину и распознавания типа движущейся в стволе скважины смеси – гидрофильной (нефть в воде) или гидрофобной (вода в нефти). Главное назначение одноэлектродной резистивиметрии – установление ВНК по резкому увеличению удельного сопротивления при переходе прибора от воды к нефти.

С помощью влагомеров ВГД измеряют содержание воды в жидкости, заполняющей скважину. Плотность жидкости в скважине замеряют с помощью гамма-плотномера ГПП.

Изучение эксплуатационных характеристик пласта, таких, как приток и приемистость флюидов, работающая мощность, продуктивность, пластовое давление и других, осуществляется с помощью таких методов ГИС, как расходометрия, термометрия, радиоактивных и электрических

методов. По результатам гидродинамических (ГДИ) и геофизических исследований эксплуатационных характеристик определяют коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти и газа по разрабатываемому объекту в целом, коэффициент продуктивности отдельных пластов, качество их вскрытия. Полученные сведения являются основой для планирования мероприятий по повышению эффективности разработки залежей и использования тех или иных методов интенсификации притока или приемистости флюидов и т.д.

Получение профиля притока и приемистости флюидов в пласте является одной из важнейших задач при изучении эксплуатационных характеристик. Профилем притока или приемистости называют график зависимости количества Q жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины z ее залегания. Профиль притока жидкости при движении ее вверх по стволу скважины называется профилем притока, при движении вниз – профилем приемистости.

Изучение профилей притока и приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин. Дифференциальный профиль строится по расчетным значениям удельного дебита (расхода) q_i , определяемого по формуле

$$q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta l,$$

где $Q_{i \max} - Q_{i \min}$ – соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящихся к глубинам $l_{\text{верх}}$ и $l_{\text{ниж}}$; $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$ – величина выбранного интервала. По этому профилю определяются расходы жидкости по отдельным участкам ствола скважины (рис. 28).

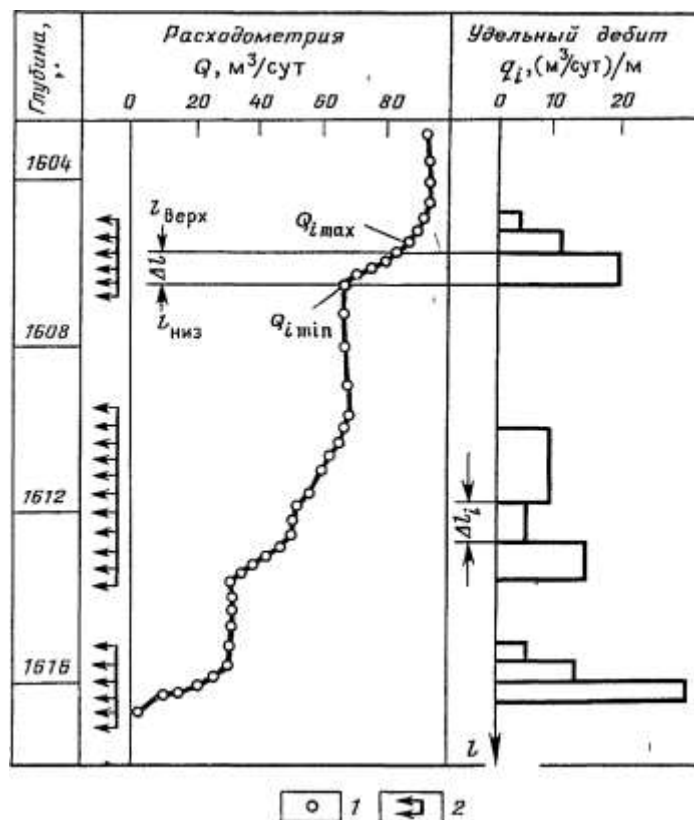


Рис. 28. Пример построения профилей притока:
1 – точечные замеры, 2 – интервал перфорации

Данные высокочувствительной термометрии позволяют определить интервалы притока флюидов в перфорированных пластах, а сам профиль притока в добывающей скважине можно получить с помощью метода изотопов, если в нее закачивать нефть, меченную радиоактивными изотопами.

Определение работающих мощностей пласта, под которыми понимается часть эффективной мощности пласта (горизонта, эксплуатационного объекта), в пределах которой происходит движение флюидов (нефти, воды, газов) при разработке залежи, осуществляется по данным интегральных и дифференциальных профилей расхода флюидов.

4.2. Изучение технического состояния скважин с помощью инклинометрии, наклонометрии и кавернометрии

Для изучения технического состояния бурящихся и эксплуатационных скважин используются специально разработанные скважинные приборы и методики проведения исследований. В настоящее время методы ГИС позволяют решать следующие задачи [4, 8, 12, 16]:

- контролировать положение ствола скважины в пространстве (инклинометрия);
- измерять диаметр и профиль ствола скважины (кавернометрия и профилометрия);

- исследовать состояние цементного камня за обсадной колонной и контролировать состояние обсадных колонн;
- определять места притоков и поглощений и устанавливать затрубную циркуляцию;
- определять места прихвата бурового инструмента в скважине и местоположения металлических предметов в скважине;
- устанавливать местоположение искусственного забоя, уровня воды, нефти в скважине;
- исследовать зоны гидроразрыва пласта;
- устанавливать цементные мосты и др.

Определение искривления скважин. Скважины в зависимости от геологических, геоморфологических и других условий проектируют или вертикальными, или наклонно направленными.

В процессе бурения ствол скважины обычно отклоняется от заданного направления (искривляется) из-за влияния геологических и технических факторов. На определенном интервале глубин положение ствола скважины в пространстве характеризуется углом отклонения скважины от вертикали δ и азимутом φ . Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины на данном участке, называют плоскостью искривления. Сведения об искривлении скважины необходимы для установления положения ее забоя в пространстве, при построении профильных геологических разрезов, структурных и других геологических карт.

Замеры искривления нефтяных и газовых скважин осуществляют инклинометрами типа КИТ (КИТА), КМИ-36 с дистанционным электрическим измерением. Инклинометры состоят из скважинного прибора с удлинителем и наземного пульта. Главной их механической частью является вращающаяся рамка с установленными на ней указателями угла (отвесом) и азимута (буссолью) искривления ствола скважины. Рамка свободно вращается и ось ее вращения совпадает с главной осью прибора. Центр тяжести рамки смещен с ее оси так, что плоскость рамки всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины. В вертикальных скважинах интервалы замеров составляют 20–25 м, в наклонно-направленных – 5–10 м.

Результаты инклинометрических измерений записываются в журнал наблюдений и в таблице замеров указывают значения углов δ , φ и дирекционного угла α в соответствии с глубинами их измерений. Дирекционный угол $\alpha = \varphi + \gamma \pm D$, где γ – угол сближения между осевым меридианом в данной точке (может быть положительным или отрицательным); D – магнитное отклонение (восточное со знаком плюс, западное – минус). Значение $\gamma \pm D$ указывается на географических картах.

По значениям измеренного угла δ и вычисленного дирекционного угла α строят проекцию ствола скважины на горизонтальную плоскость, называемую инклинограммой. В новых скважинах расчет кривизны (определение удлинения ствола скважины с глубиной) производится автоматически на ЭВМ каротажной станции по программе обработки данных инклинометрии. Результаты обработки представляются в таблице, в которой значению глубины в метрах соответствует рассчитанная абсолютная отметка. Такая таблица освобождает интерпретатора от рутинной работы по расчету кривизны. В скважинах старого фонда результаты инклинометрии не обрабатываются, а выдается таблица с информацией о глубине, азимуте магнитного угла и проложении против соответствующих отметок глубин скважины. Поэтому для определения кривизны прибегают к помощи специальной таблицы и найденные значения кривизны скважины от устья до забоя (или до нужной глубины) фиксируются. Для определения удлинения скважины по глубине на какой-то фиксированной глубине все величины поинтервального (через 5; 10; 25 и 50 м) определения кривизны до искомой глубины складываются и в сумме получают величину удлинения, соответствующую этой искомой глубине. Затем находят величину абсолютной отметки, равную глубине скважины (альтитуда скважины + удлинение).

Измерение диаметра и профиля ствола скважины. Фактический диаметр скважины d_c в ряде случаев отклоняется от его номинального d_n , равного диаметру долота, которым бурилась скважина.

Увеличение d_c (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий.

При использовании соленого бурового раствора гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замедлению образования каверн. При использовании промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

Против соляных и гипсовых пластов из-за растворения этих пород водой промывочной жидкости наблюдается увеличение диаметра скважины.

Иногда увеличение d_c наблюдается и против трещиноватых пород, прочность которых может быть ослаблена в процессе бурения. Номинальный диаметр отвечает крепким породам – известнякам, доломитам, плотным песчаникам.

Оседание глинистых частиц против проницаемых пластов в результате фильтрации бурового раствора в пласт способствует образованию глинистой корки на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра

d_c Толщина глинистой корки изменяется от нескольких миллиметров до 5 см и более.

Знать фактический диаметр скважины необходимо для расчета затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, выбора места установки башмака колонны, фильтров, пакеров и испытателей пластов, а также для контроля технического состояния скважины в процессе бурения. Результаты кавернометрии используют при обработке данных ГИС, для выделения пластов горных пород и определения их литологического состава. Диаметр скважины измеряется с помощью различных по конструкции каверномеров.

Наибольшее распространение получили каверномеры с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях. Движение измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуется с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на каротажную станцию и регистрируемые в виде кавернограммы.

Каверномер представляет сведения о среднем диаметре скважины. Для более детального изучения формы сечения диаметра скважины применяют каверномеры-профилемеры, которые позволяют измерять диаметры скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях с выдачей значений их полусумм.

4.3. Контроль качества цементирования скважин

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и ее внешней поверхностью заливают цементом. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устранения перетоков различных флюидов из одного пласта в другой [6, 12]. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтегазовых месторождений.

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- соответствие подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема;
- наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
- равномерное распределение цемента в затрубном пространстве;
- хорошее сцепление цемента с колонной и породами.

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

Термометрия для контроля цементирования. Определение местоположения цемента в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксировании тепла, выделяющегося при твердении цемента. Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и наличие цемента в затрубном пространстве. Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважины (рис. 29). Максимальные температуры при схватывании цемента наблюдаются в интервале 6–16 часов, а температурные аномалии можно зафиксировать во времени от 6 часов до одних суток после окончания заливки.

Верхняя граница цемента отмечается резким сдвигом кривой на термограмме. Следует отметить, что термометрия не дает сведений о характере распределения цемента в затрубном пространстве и качестве цементирования.

Метод радиоактивных изотопов, метод рассеянного гамма-излучения и метод акустического каротажа. Эти методы используются для оценки качества цементирования (плотности сцепления цемента с колонной и стенкой скважины) и уровня цемента.

Метод радиоактивных изотопов основан на регистрации γ -излучения радиоактивных изотопов, вводимых в цементный раствор во время его приготовления. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме $ГК_2$ повышением интенсивности γ -излучения по сравнению с кривой $ГК_1$, зарегистрированной до закачки цемента.

При контроле качества цементирования обсадных колонн по методу ГГК используют дефектомер-толщиномер типа СГДТ-2, при непрерывном перемещении которого по стволу скважины регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на определенной глубине – дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности.

Применение акустического каротажа для изучения качества цементирования затрубного пространства основано на различии затухания и ско-

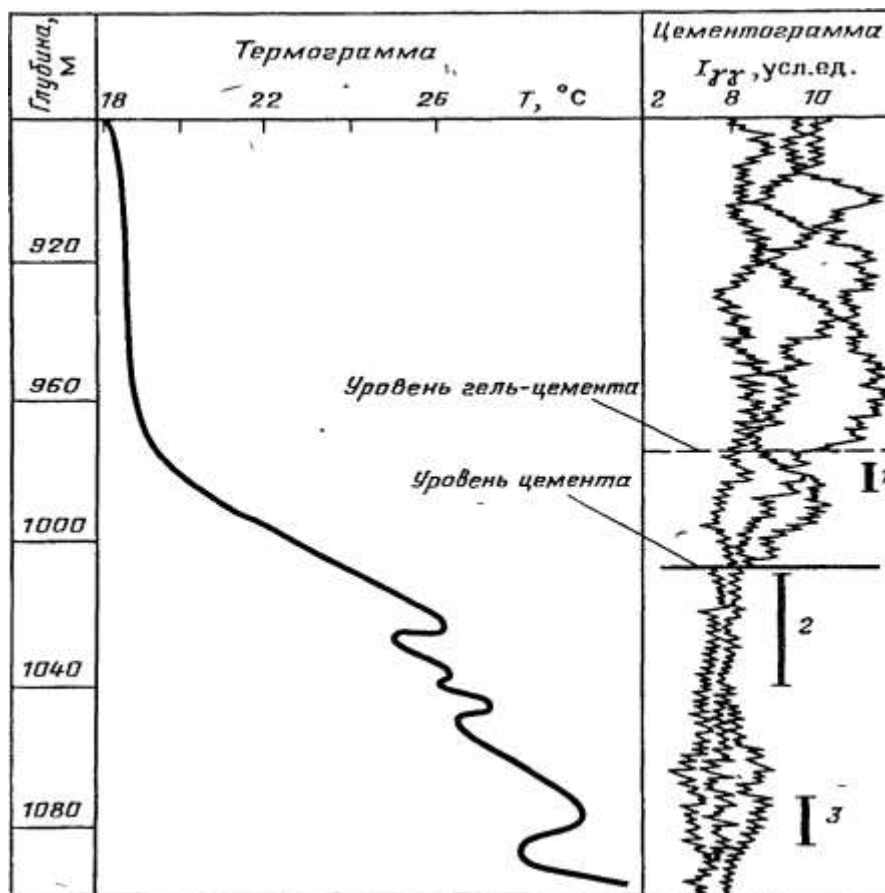


Рис. 29. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным термометрии и гамма-гамма-каротажа: 1,3 – интервалы с некачественной заливкой цемента, 2 – интервал качественного цементирования

рости распространения упругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины. Качество цементирования оценивается по трем параметрам: амплитуде продольной волны в колонне A_k , амплитуде продольной волны в породе A_n и времени распространения продольной волны в породе (t_n), запись которых осуществляется с помощью акустических цементометров типа АКЦ.

По диаграмме АКЦ определяют: высоту подъема цемента за колонной, наличие или отсутствие цемента за колонной, присутствие каверн, каналов и трещин в цементном камне, качество сцепления цемента с колонной и стенкой скважины. Основную информацию о качестве цементирования несут параметры A_k и t_n : амплитуда A_k не более 0,2 от максимального значения служит основным признаком сцепления цементного камня с колонной, A_n не менее 0,8 от максимального значения указывает на отсут-

ствие этого сцепления. Отклонение времени пробега продольной волны в породе t_{Π} от времени пробега упругой волны по колонне $t_{\text{К}}$ является признаком наличия цемента за колонной и его сцепления с ней. Характерные аномалии на кривых t_{Π} и $A_{\text{К}}$, связанные с отбивкой муфтовых соединений колонны, являются признаком плохо цементированных интервалов или отсутствия сцепления цементного камня с колонной.

Качество цементирования оценивается поинтервально с выдачей следующих характеристик: наличия в затрубном пространстве цементного камня, жестко связанного с колонной – хорошее сцепление; неполное заполнение затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной – плохое сцепление; чередование участков, хорошо и плохо цементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве – частичное сцепление; отсутствие сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствие цемента в затрубном пространстве. При частичном сцеплении такие интервалы на кривой $A_{\text{К}}$ характеризуются чередованием больших и малых амплитуд (табл. 2 и рис. 30).

Таблица 2

Схема интерпретации диаграмм АКЦ

Амплитуда $A_{\text{К}}$	Величина t_{Π}	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_{\Pi} = t_{\text{К}}$	Отбиваются	Цемент отсутствует или не сцеплен с колонной
0,2–0,8 от максимального значения	$t_{\Pi} \approx t_{\text{К}}$	Отбиваются	Плохое или частичное сцепление цемента с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_{\Pi} > t_{\text{К}}$	Не отбиваются	Хорошее сцепление цемента с колонной
Средняя	$t_{\Pi} < t_{\text{К}}$	Не отбиваются	То же
	$t_{\Pi} \approx t_{\text{К}}$	Не отбиваются	Требуются дополнительные данные

Для полной интерпретации диаграмм АКЦ, и в частности для установления сцепления цемента с породой, необходимо иметь диаграмму АК, полученную в необсаженной скважине. При хорошем сцеплении цемента с колонной и породой время t_{Π} , зарегистрированное цементомером в обсаженной скважине, должно примерно соответствовать времени, зарегистрированному акустическим методом в необсаженной скважине. В случае

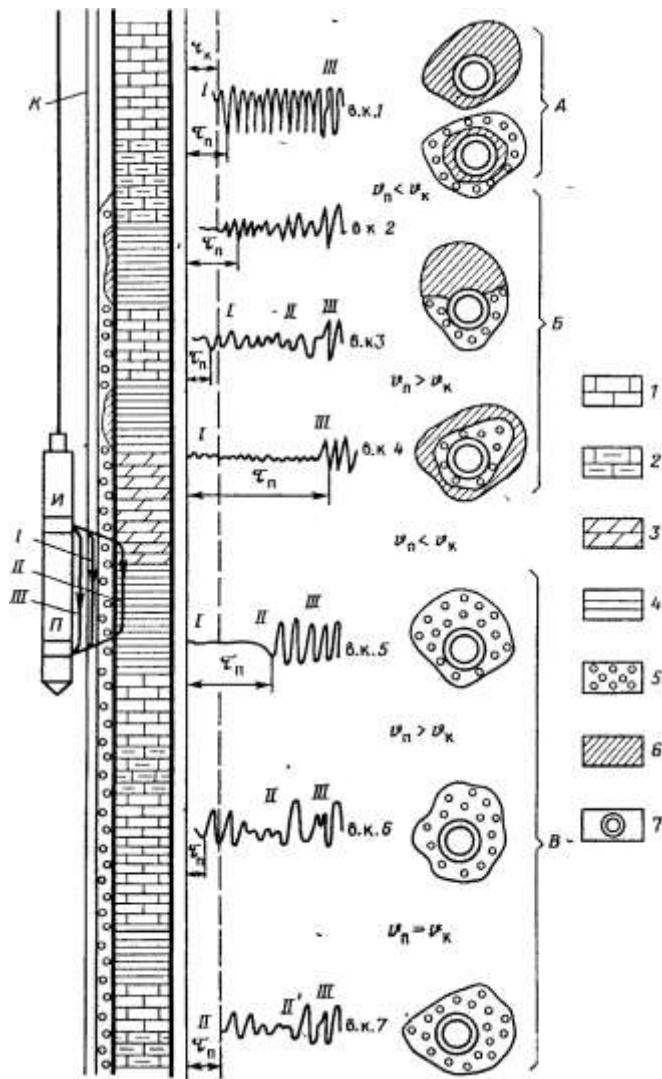


Рис. 30. Определение качества цементирования обсадной колонны. Путь волны: I – по колонне; II – по породе; III – по промытой жидкости в обсадной колонне; 1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент; 6 – промывочная жидкость; К – колонна; в.к. – волновая картина; А – незацементированная колонна; Б – частично зацементированная колонна; В – полностью зацементированная колонна; И – источник излучения, П – приемник излучения

плохого сцепления цемента с породой наблюдается разница между этими временами. Низкие значения амплитуд продольной волны по породе A_n , также являются признаком плохой связи цемента с породой.

Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости. При изучении технического состояния скважин основные исследования направлены на выделение интервалов за колонной циркуляции и мест нарушения герметичности обсадной колонны. Для решения данной задачи используются в основном методы термометрии, радиоактивных изотопов и цементометрии [12, 18].

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, что осложняет ее дальнейшее бурение или эксплуатацию. Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для предотвращения обводнения требуется определить не только место притока воды в скважи-

ну, но и установить местоположение очага обводнения, т.е. определить интервал затрубного движения воды. В процессе бурения возможно также поглощение промывочной жидкости, и как следствие – полное или частичное отсутствие ее циркуляции. Решение перечисленных задач осуществляется с помощью резистивиметрии, термометрии и использования метода радиоактивных изотопов.

Для определения места притока воды в скважину чаще всего применяются электрические и термические методы.

Электрический метод основан на измерении скважинным резистивиметром удельного сопротивления скважинной жидкости. Место притока или поглощения отмечается резким изменением кривой сопротивления резистивиметра.

Применение термического метода определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. Измерение температуры проводится обычными скважинными электротермометрами. На глубине поглощения, т.е. в месте нарушения герметичности обсадной колонны, наблюдается резкое изменение в температурных показаниях.

Для определения затрубного движения воды и положения очага обводнения чаще всего используются термические методы и методы радиоактивных изотопов.

Контроль за техническим состоянием колонн и труб. Контроль с целью предотвращения возможных аварий заключается в определении толщины обсадных труб, их внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, порывов, желобов, интервалов перфорации и др.). Контроль осуществляется с помощью специальной геофизической аппаратуры.

Так, гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора – дефектомера-толщиномера СГДТ-2, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб, положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны. Сведения о толщине и внутреннем диаметре обсадных колонн получают с помощью электромагнитного профилографа, калибрмера, профилемера, микрокаверномера и индуктивного дефектомера.

Местоположение башмака обсадных труб и металлических предметов в скважине достаточно точно отмечается по кривым сопротивления обычных зондов вследствие большого влияния металла на результаты измерений. Положение соединительных муфт (замков) обсадных труб в скважине определяют с помощью магнитных локаторов, места прихвата бурильных (насосно-компрессорных) труб – с помощью прихватопредельителя (ПО).

4.4. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин

К основным видам прострелочно-взрывных работ в скважинах относятся перфорация, отбор образцов горных пород грунтоносами и торпедирование. При этом используется действие взрыва, осуществляемого с помощью специальных стреляющих аппаратов и торпед, спускаемых в скважину на каротажном кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Для опробования скважин в открытом стволе применяются приборы на каротажном кабеле и комплект испытательных инструментов (КИИ) на бурильных трубах [4, 6, 12].

Перфорация и отбор образцов пород. *Перфорацией* называется процесс образования отверстий в обсадных трубах, цементном камне и пласте с помощью специальных скважинных стреляющих аппаратов – перфораторов. По типу пробивного элемента перфораторы подразделяются на беспулевые (кумулятивные) и пулевые. Отбор образцов со стенок скважины осуществляется при помощи стреляющего или сверлящего грунтоноса. Первый состоит из стального корпуса с пороховыми камерами, над которыми располагаются стволы. В пороховые камеры помещаются пороховые заряды с электровоспламенителями. В стволы вставляются полые цилиндрические стальные бойки, крепящиеся к корпусу стальными тросиками. Грунтонос устанавливают в нужном интервале, на электровоспламенитель подается ток и в результате взрывается пороховой заряд, под действием пороховых газов которого боек вылетает из ствола грунтоноса и внедряется в стенку скважины. При подъеме грунтоноса стальной тросик извлекает боек из стенки скважины вместе с образцом горной породы. Сверлящий грунтонос позволяет выбуривать образцы горных пород за счет сверлящего механизма.

Торпедирование. Торпеды, применяемые для взрывных работ в скважине, используются для освобождения и обрыва прихваченных бурильных труб, при обрыве обсадных и насосно-компрессорных труб, для разрушения металла на забое или в стволе скважины, для очистки фильтров и интервалов перфораций и других работ.

Опробование пластов приборами на кабеле (ОПК). Метод широко применяется для прямого опробования пластов в отдельных их точках и, в частности, для получения сведений о наличии или отсутствии притока флюидов из пласта и его характеристики по проницаемости. Данные ОПК часто используются для уточнения результатов интерпретации данных ГИС.

Опробование скважин испытателями пластов на трубах (с помощью комплекта испытательных инструментов КИИ) по сравнению с ОПК имеет, в частности, такие преимущества: большие мощности испытывае-

мых интервалов, возможность количественного определения основных гидродинамических параметров пласта и отсутствие ограничений, связанные с литологией и типом коллектора. Кроме того, с помощью КИИ производят испытания на герметичность цементных мостов и колонн обсадных труб осваивают низкопродуктивные и нагнетательные скважины, устанавливают место и характер утечки в обсадных трубах и т.п.

Библиографический список

1. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 216 с.
2. Геофизические исследования скважин (ГИС): Метод. указания для выполнения курсовой работы для студентов / Сост. В.Н.Косков; Перм.гос.техн. ун-т. – Пермь, 1999. – 6 с.
3. Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. / Л.И. Померанц, М.Т. Бондаренко, Ю.А. Гулин, В.Ф. – М.: Недра, 1981. – 376 с.
5. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 1990. – 398 с.
6. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. – М.: Недра, 1986. – 342 с.
7. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
8. Общий курс геофизических исследований скважин / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
9. Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. – 220 с.
10. Нефтегазопромысловая и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский. – М.: Недра, 1992. – 278 с.
11. Интерпретация данных ГИС: Учебно-метод. пособие / В.Н.Косков; Перм.гос.техн. ун-т. – Пермь, 2003. – 69 с.
12. Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах: Учеб. для вузов / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
13. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недра, 1984. – 256 с.
14. Кобранова В.Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. – 392 с.

15. Косков В.Н. Основы машинной интерпретации данных геофизических исследований нефтегазовых скважин. – Пермь: Изд-во Пермского университета, 1995. – 132 с.
16. Кузнецов Г.С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
17. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 206 с.
18. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
19. Петров Л.П. Практикум по общему курсу геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов / Л.П. Петров, В.Н. Широков, А.Н. Африкян. – М.: Недра, 1977. – 134 с.
20. Петросян Л.Г. Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами, при изучении разрезов нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
21. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследований скважин / Л.И. Померанц, Д.В. Белоконь, В.Ф. Козяр. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
22. Решение геологических задач на персональном компьютере с помощью программного комплекса KVNGIS: Учебно-метод. пособие по выполнению лабораторных работ / Сост. В.Н. Косков; Перм.гос.техн. ун-т. – Пермь, 2003. – 22 с.
23. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра, 1976. – 295 с.
24. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. М.: Недра, 1989. – 190 с.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Коллекторские свойства горных пород. Пористость.
2. Водно- и нефтегазонасыщенность горных пород.
3. Глинистость и плотность горных пород.
4. Проницаемость горных пород.
5. Электрические свойства горных пород.
6. Естественная и искусственная радиоактивность горных пород.
7. Упругие свойства горных пород.
8. Магнитные и тепловые свойства горных пород.
9. Сущность и значение геофизических методов при изучении разрезов скважин.
10. Электрометоды. Основы теории потенциала электрического поля.

11. Электропроводность и удельное электрическое сопротивление пластов горных пород.
12. Характеристика скважины как объекта промыслово-геофизических исследований.
13. Определение границ и толщин пластов горных пород потенциал- и градиент-зондами.
14. Определение удельного сопротивления пластов горных пород.
15. Определение истинного удельного сопротивления пластов горных пород по кривым КС.
16. Метод микрозондов (МЗ). МГЗ и МПЗ.
17. Резистивиметрия скважин и определение удельного сопротивления бурового раствора по палеткам БКЗ.
18. Интерпретация диаграмм экранированных зондов. Боковой и микробоковой каротаж.
19. Индукционный каротаж.
20. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации.
21. Диэлектрический каротаж. Метод вызванных потенциалов. Комплексирование методов ГИС для определения удельного сопротивления.
22. Гамма-каротаж.
23. Плотностной гамма-каротаж.
24. Нейтронный гамма-каротаж и его модификации.
25. Импульсный нейтронный каротаж-ИНК и его модификации.
26. Акустический каротаж и решаемые им задачи.
27. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж.
28. Газовый и механический каротаж.
29. Взаимосвязи геофизических параметров при интерпретации данных ГИС. Информативность методов ГИС.
30. Геологическая интерпретация материалов ГИС.
31. Распознавание литологического состава горных пород по данным ГИС (терригенные, карбонатные и галогенные отложения).
32. Составление геолого-геофизического разреза по одной скважине.
33. Межскважинная корреляция по промыслово-геофизическим данным.
34. Использование интегральных кривых ГИС при корреляции разрезов скважин. Выделение реперов и маркирующих горизонтов.
35. Оперативная интерпретация данных ГИС.
36. Сводная интерпретация данных ГИС и подсчет запасов нефти и газа.
37. Комплексная интерпретация материалов ГИС.
38. Выделение нефтегазоносных терригенных и карбонатных коллекторов по данным ГИС.

39. Определение эффективной мощности и оценка характера насыщения коллекторов.
40. Установление ВНК и ГЖК по каротажным диаграммам.
41. Определение пористости терригенных пород по ПС и ГК.
42. Определение пористости карбонатных пород по диаграммам нейтронных и акустических методов.
43. Определение глинистости пород по диаграммам ГИС.
44. Определение нефтенасыщенности коллекторов методами ГИС.
45. Контроль технического состояния скважин методами ГИС.
46. Определение искривления скважин. Измерение диаметра и профиля скважин.
47. Определение уровня цемента в затрубном пространстве с помощью термометрии.
48. Определение качества цементирования скважин с помощью радиоактивных и акустических методов.
49. Геофизические методы контроля разработки нефтегазовых залежей.
50. Контроль за обводнением скважин и за изменениями ВНК и ГЖК.
51. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости. Расходомерия скважин.
52. Перфорация скважины и отбор образцов керна.
53. Решение геологических задач по данным ГИС на ЭВМ и персональных компьютерах.
54. Этапы развития вычислительной техники и геологические задачи, решаемые на каждом этапе. Системы автоматизированной интерпретации данных ГИС на ЭВМ и персональных компьютерах.
55. Литологическая интерпретация и корреляция разрезов скважин по данным ГИС на ЭВМ и ПЭВМ. Автоматизированная литолого-стратиграфическая интерпретации.
56. Промыслово-геофизическое оборудование.
57. Спускоподъемное оборудование. Каротажные станции и подъемники.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ И КУРСОВЫХ РАБОТ

Задачи изучения дисциплины – ознакомление студентов с научными основами интерпретации данных ГИС и практическое освоение ими приемов обработки промыслово-геофизических материалов традиционными методами и с помощью персональных компьютеров для решения геологических задач, возникающих при подсчете запасов нефти и газа и в процессе разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Программа по

курсу «Геофизические исследования скважин» составлена в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированных инженеров по специальности «Геология нефти и газа».

Лабораторные работы

Общие положения. Лабораторные работы по дисциплине Геофизические исследования скважин в соответствии с учебным планом выполняются студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач на основе комплексной интерпретации данных ГИС.

Тематика и содержание лабораторных работ. При выполнении лабораторных работ студенты должны самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку каротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований:

1. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС, выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.
2. Определение коэффициентов пористости $K_{п}$ пластов-коллекторов терригенных и карбонатных отложений по данным ГИС.
3. Определение коэффициента нефтенасыщенности $K_{н}$ использованием палеток $P_n = f(K_n)$ и $P_{н} = f(K_{о.в})$.

Материалы для лабораторных работ. Для выполнения работы необходимо иметь следующие диаграммы ГИС по продуктивной части разреза:

- 1) стандартной электрометрии (КС, ПС);
- 2) бокового электрического зондирования (БКЗ);
- 3) радиометрии (НГК, ГК, ГГК);
- 4) кавернограмму;
- 5) диаграммы микрозондов.

Желательно также использовать диаграммы бокового (БК), микробокового (МБК), акустического (АК) и индукционного (ИК) каротажа и другие, если регистрация перечисленных диаграмм проводится на данном месторождении. Для выполнения лабораторных работ в качестве материала используются также диаграммы ГИС, имеющиеся у студентов, или выдаваемый руководителем работ планшет диаграмм ГИС по конкретной скважине какого-либо нефтяного месторождения. По этим материалам уста-

навливается круг геологических задач, которые можно решить для данного типа разреза.

Руководитель представляет петрофизические зависимости в аналитическом виде и палетки $P_H = f(K_{\Pi})$ и $P_H = f(K_{o.v})$: $P_H = 1500 K_{\Pi}^{-1,544}$; $K_{o.v} = 104,6 P_H^{-0,555}$; $K_{\Pi} = -32\Delta J\gamma^3 + 52,5\Delta J\gamma^2 - 45\Delta J\gamma + 24$ – зависимость для терригенных коллекторов; $K_{\Pi} = -33,5 \lg\Delta Jng - 0,81$ – зависимость для карбонатных коллекторов.

Оформление лабораторных работ. До начала выполнения работы проводится консультация с руководителем. Студент должен усвоить информацию, полученную при лекционных и практических занятиях, а затем использовать приобретенные сведения для решения конкретных задач.

Лабораторные работы оформляются в виде таблицы сведений по интерпретации данных ГИС. Таблица выполняется от руки или в компьютерном варианте на одной стороне листа бумаги стандартного размера. Образец оформления таблицы прилагается.

ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ

Исполнитель: студент А.А. Иванов (ГНГ-99-1)

Руководитель: доцент И.И. Петров

Сведения по интерпретации пластов-коллекторов по данным ГИС

Скважина №155

Месторождение Батырбайское

$D_{\text{скв}} = 195 \text{ мм}$; $A_{\text{рот}} = 198,2 \text{ м}$; $\Delta L = 1,8 \text{ м}$; $\rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ДРСТ-3 (аппарат. коэффициент – 0,2)

Терригенные отложения

Название пласта	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H , м	Хар-р насыщ.	$J_{\gamma}^{\text{пл}}$, мкР/ч	J_{γ}^{min} , мкР/ч	J_{γ}^{max} , мкР/ч	ΔJ_{γ}	$K_{\text{п}}$, %	$\rho_{\text{п}}$, Ом·м	$P_{\text{п}}$	$P_{\text{п}}$	$K_{\text{п}}$, %
Тл	1400,0–1402,8	1200,0–1202,8	2,8	Н	1,8			0,06	21,5	250	14	397	96,0
Бб	1502,0–1510,0	1302,0–1310,0	8,0	Н	2,9	1,2	11,2	0,17	17,7	100	17	131	93,2
	1515,0–1520,2	1315,0–1320,2	5,2	В	2,7			0,15	18,3	–	–	–	–

Карбонатные отложения

Название пласта	Интервал кол-ра, м	Абс. отметка, м	H , м	Хар-р насыщ.	$J_{\gamma}^{\text{пл}}$, имп/мин	J_{γ}^{min} , имп/мин	J_{γ}^{max} , имп/мин	$J_{\text{пг}}^{\text{min}}$, имп/мин	$J_{\text{пг}}^{\text{max}}$, имп/мин	$J_{\text{пг}}^{\text{пл}}$, имп/мин	$\Delta J_{\text{пг}}$	$K_{\text{п}}$, %
Т	1600,0–1601,8	1400,0–1401,8	1,8	Н	1200					6500	0,56	7,8
Т	1604,0–1605,0	1404,0–1405,0	1,0	Н	1200	1200	11200	4000	10000	5600	0,45	10,9
Т	1610,0–1611,2	1410,0–1411,2	1,2	В	1200					6000	0,50	9,4

Курсовая работа

Общие положения. Курсовая работа по дисциплине «Геофизические исследования скважин» в соответствии с учебным планом выполняется и защищается студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач комплексной интерпретации данных ГИС.

Материалом для курсовой работы служат данные учебников, учебных пособий, отчетов производственных предприятий геологического профиля и т.п. В качестве конкретного материала используются диаграммы ГИС по одной-двум скважинам какого-либо нефтяного месторождения, по кото-

рым устанавливается круг геологических задач, которые можно решить для данного типа разреза [2].

Порядок выполнения курсовой работы. Перед выполнением лабораторной работы необходимо изучить специальную литературу и усвоить теоретический материал лекций.

По фактическому каротажному материалу определяются этапы интерпретации и характер выдаваемых результатов обработки данных ГИС.

Список литературных источников рекомендует преподаватель, но выбирает их студент самостоятельно. В конце работы приводится список использованной литературы, а в курсовой работе дается ссылка на источник – порядковый номер по списку в квадратных скобках.

Заключительный этап – обобщение полученных результатов, их анализ и решение поставленной в курсовой работе геологической задачи.

Тематика и содержание курсовой работы. При выполнении курсовой работы студент должен самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку каротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований:

1. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС, определение мощности и границ выделяемых пластов горных пород и составление литолого-стратиграфической колонки.

2. Выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.

3. Определение коэффициентов пористости $K_{п}$ пластов-коллекторов, относящихся как к терригенным, так и к карбонатным отложениям, по данным ГИС (ПС, ГК, НГК, АК и пр.).

4. Определение удельного электрического сопротивления по палеткам БКЗ и коэффициента нефтенасыщенности $K_{н}$ с использованием палеток $P_{н} = f(K_{н})$ и $P_{н} = f(K_{о.в.})$.

5. Определение критериев разделения горных пород на коллекторы и неколлекторы, а пластов – коллекторов – на нефтеносные и водоносные.

В курсовой работе подробно описывается последовательность обработки данных ГИС, обосновывается выбор методики интерпретации, связанной с определенным типом разреза. В работе предусматривается изложение результатов петрофизического изучения коллекторов согласно зависимостям типа $\Delta J_{ны} = f(K_{п})$, $\Delta t = f(K_{п})$, $P_{н} = f(K_{о.в.})$ и т.п.

В содержании работы должны быть освещена физическая характеристика и роль того или иного метода ГИС и решаемые ими геологические задачи. Следует подробно рассмотреть роль отдельного геофизического метода при комплексной интерпретации диаграмм ГИС. Во введении курсовой работы должна быть сформулирована поставленная задача, а в главе 1 дано геологическое описание изучаемого объекта (месторождение, за-

лежь) и основные методики интерпретации по комплексу методов ГИС. В главе 2 при описании пластов-коллекторов излагаются их физические характеристики и указываются петрофизические уравнения, с помощью которых определяются $K_{п}$ и $K_{н}$. Глава 3 курсовой работы посвящена изложению результатов интерпретации, самостоятельно изученных студентами при обработке данных ГИС по конкретному объекту изучения.

В заключении кратко излагаются основные итоги проведенной работы.

Материалы для курсовой работы. При написании курсовой работы студент использует собственные геологические и геофизические материалы, собранные на практике. При отсутствии заранее полученного задания на сбор каротажных материалов студент пользуется планшетами ГИС, выданными для написания курсовой работы преподавателем. По объему и качеству интерпретационного материала уточняется тема курсовой работы.

Содержание пояснительной записки к курсовой работе. Пояснительная записка состоит из введения, двух-трех глав и заключения. Иллюстрации приводятся по тексту (карта месторасположения месторождения, фрагмент литологической или литолого-стратиграфической колонки по конкретной скважине, графика петрофизических зависимостей, палетки и т.п.), результаты комплексной интерпретации данных ГИС в виде таблиц.

Во введении кратко формулируется задача, указываются используемые методы ГИС, их назначение и объект исследования.

В первой главе приводятся общие сведения о месторождении (стратиграфия, литология, тектоника, нефтегазоносность, комплекс ГИС и т.п.) и сведения по конкретной скважине (диаметр долота, данные о растворе, перечень используемых методов ГИС и т.п.).

Во второй главе описываются теоретические положения и методика решения задачи по каротажным материалам, излагаются сведения о выделении коллекторов по комплексу методов ГИС, указываются используемые петрофизические зависимости и палетки для определения $K_{п}$ и $K_{н}$.

В третьей главе приводятся результаты курсовой работы по интерпретации данных ГИС по конкретному объекту исследования (скважине) и дается анализ достоверности полученных результатов.

В заключении излагаются выводы о проделанной работе. В конце курсовой работы помещается список использованной литературы.

Оформление курсовой работы. Работа брошюруется, обложка должна быть из плотной бумаги. Титульный лист оформляется согласно установленным на кафедре ГНГ требованиям (см. образец).

После титульного листа следует оглавление с указанием разделов работы и номера страниц.

Текст работы представляется в ручном или компьютерном варианте. Формулы нумеруются и их номера заключаются в круглые скобки.

Рисунки, таблицы и графические приложения выполняются на белой или диаграммной бумаге пастой или тушью. Они должны иметь порядковый номер и название.

Образец титульного листа курсовой работы

Министерство образования Российской Федерации
Пермский государственный технический университет
Кафедра геологии нефти и газа

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине «Геофизические исследования скважин»

**КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС
НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ №875 ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Выполнил: студент гр.ГНГ-00-1
Проверил:

Петров С.А.
доцент Иванов В.А.

КОСКОВ Владимир Николаевич

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Лит. редактор Э.П. Полнякова
Техн. редактор и корректор Г.Я. Шилоносова

Лицензия ЛР № 020370

Подписано в печать 22.09.05. Формат 60×90/16.
Набор компьютерный. Усл. печ. л. 7,75.
Уч.-изд. л. 7,3. Тираж 370. Заказ № 105.

Редакционно-издательский отдел
Пермского государственного технического университета
Адрес: 614600. Пермь, Комсомольский пр., 29
Отпечатано в Отделе электронных издательских систем ОЦНИТ
Пермского государственного технического университета
Адрес: 614600, Пермь, Комсомольский пр., 29а, к. 113
тел. (3422) 2198-033