



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**А. В. Захаров, С. В. Козырева, Г. В. Пименов**

## **ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА**

**КУРС ЛЕКЦИЙ**

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

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2012**

УДК 553.98:622.276(075.8)  
ББК 26.3я73  
3-38

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 12.12.2011 г.)*

Рецензенты: директор ИПК и ПК ГГУ им. Ф. Скорины  
канд. техн. наук *Ю. В. Кравченко*;  
ст. преподаватель кафедры геологии и разведки полезных ископаемых  
ГГУ им. Ф. Скорины *М. Г. Верутин*

**Захаров, А. В.**

3-38 Промысловая геофизика : курс лекций по одной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Г. В. Пименов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 55 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-075-1.

Рассматривается применение промыслово-геофизических исследований скважин на основе петрофизических свойств горных пород для изучения литологии, стратиграфии разреза, выявления пластов-коллекторов (пористость, проницаемость, глинистость, карбонатность, водонасыщенность). Изучаются основные методы геофизических исследований скважин и задачи, решаемые этими методами.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 553.98:622.276(075.8)  
ББК 26.3я73

ISBN 978-985-535-075-1

© Захаров А. В., Козырева С. В.,  
Пименов Г. В., 2012  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2012

## Введение

Промысловая геофизика – это раздел геологии, позволяющий в процессе геофизических исследований скважин решать практически все геологические, технологические и технические вопросы. По геофизическим данным проводится геологическая документация разрезов скважин, выявление и промышленная оценка полезных ископаемых и, в первую очередь, обнаружение нефтяных и газовых залежей.

Геофизические методы позволяют получить достаточно полные сведения о литологическом и стратиграфическом разрезе скважины, применять высокоэффективный способ бурения без отбора кернового материала, тем самым повышая скорость проходки скважины, ускоряя темпы и снижая стоимость разработки полезных ископаемых. И это прежде всего нужно относить к нефтяным и газовым залежам.

Для бескернового изучения разрезов скважин разработан широкий комплекс геофизических методов, который включает электрические, магнитные, радиоактивные, термические, механические и физико-химические (геохимические) методы.

Геофизические исследования скважин (ГИС) проводятся со следующими основными целями:

1. Решение задач общего характера, а именно:
  - а) расчленение горных пород, слагающих разрезы скважин по литологическим признакам, определение глубин залегания и толщин;
  - б) выделение пород-коллекторов;
  - в) выявление полезных ископаемых и изучение особенностей их распространения по площади;
  - г) изучение структуры геологических объектов и характер их фациальной изменчивости;
  - д) выделение реперов для корреляции разрезов скважин и последующее изучение строения месторождений по данным интерпретации результатов геофизических исследований;
  - е) стратиграфическое расчленение разрезов, определение и уточнение геологического возраста пород.

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

3. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений, который включает комплекс геофизических исследований в дейст-

вующих и контрольных (пьезометрических) скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемых залежей для изучения процесса вытеснения нефти в пласте и закономерностей перемещения линий водонефтяного, газонефтяного и газоводного контактов.

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

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

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

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

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

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

4. Для такой обоснованной интерпретации необходимо знать:

- а) физические свойства горных пород и буровых растворов;
- б) зависимость измеряемых параметров от этих свойств;
- в) методику перехода параметров, измеряемых в скважине, к физическим свойствам горных пород;
- г) совокупность физических свойств пород и измеряемых параметров, позволяющих однозначно определять породы, пройденные

скважиной, и выявлять в них полезные ископаемые (нефть, газ, уголь, соль, воду и др.), а также методику решения этих задач на основании комплексного геологического и геофизического исследований разрезов скважины;

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

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

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

Геофизические параметры, измеряемые при исследовании скважин (кажущееся и эффективное сопротивление, потенциалы собственной и вызванной поляризации горных пород, интенсивности естественной радиоактивности, радиационного гамма-излучения и др.), в редких случаях дают возможность непосредственно определять истинные физические свойства горных пород, электрическое удельное сопротивление, электрохимическую активность, радиоактивность и др. Это объясняется следующим:

1. Устройства (зонды), при помощи которых производятся измерения различных параметров в скважинах, находятся в буровом растворе, физические свойства которого резко отличаются от исследуемых горных пород.

2. Объемы, изучаемые геофизическими методами, довольно значительны; они зависят от размеров скважинных измерительных устройств и во многих случаях захватывают породы с различными физическими свойствами.

3. В пластах-коллекторах обычно образуются зоны проникновения фильтрата бурового раствора и глинистая корка, физические свойства которых отличаются от свойств исследуемых пород.

4. Некоторые из физических методов применяются в обсаженных скважинах. Таким образом, в изучаемый объем кроме исследуемой породы входят другие среды с различными физическими свойствами.

Вследствие этого геофизические параметры, измеряемые в скважинах, определяются не только физическими свойствами горной породы, но и ее толщиной, физическими свойствами вмещающих пород, диаметром скважины, физическими свойствами бурового раство-

ра, глубиной и физическими свойствами зоны проникновения филтраты в породы, толщиной и физическими свойствами глинистой корки, размерами измерительных устройств, а при работе в обсаженных скважинах – числом и диаметром обсадных колонн. Уместно отметить, что промыслово-геофизические методы исследования скважин носят общее название геофизические исследования скважин (ГИС). Иногда их называют каротаж (французское слово «carottage» – точный перевод «отбор керна»).

Начало геофизическим исследованиям скважин было положено геотермическими измерениями, проведенными Д. В. Голубятниковым на нефтяных месторождениях Баку в 1906–1913 гг.

Широкое применение геофизических методов исследований началось с внедрением электрического каротажа по методу сопротивления, предложенного братьями К. и М. Шлюмберже. Этот метод был опробован во Франции, а затем в 1929–1930 гг. в СССР (Грозный, Баку). С 1931 г. электрический каротаж был дополнен измерениями потенциалов самопроизвольно возникающего электрического поля.

К середине 30-х гг. прошлого столетия электрический каротаж получил повсеместное распространение при исследовании скважин, бурящихся на нефть и газ.

В дальнейшем комплекс геофизических исследований непрерывно расширяется. В 1933 г. В. А. Соколовым, И. М. Бальзамовым и М. А. Абрамовичем был предложен газовый каротаж, а в 1934 г. В. А. Шпаком, Г. В. Горшковым, Л. М. Курбатовым и А. Н. Граммановым – гамма каротаж. В 1935 г. В. И. Горояном и Г. М. Минизоном – механический каротаж, в 1941 г. – Б. М. Понтекорво – нейтронный каротаж.

Радиоактивный каротаж начал интенсивно развиваться в СССР с 1951 г. на основе работ, проведенных в МИНХиГП, во ВНИИгеофизике и в тресте Азнефтегеофизика. Дальнейшее развитие радиоактивного каротажа определялось работами Всесоюзного НИИ ядерной геофизики и геохимии (ВНИИЯГГ) и Волго-Уральским филиалом ВНИИЯГГ геофизики.

Газовый каротаж начал интенсивно развиваться в СССР в конце 40-х гг. прошлого столетия, а особенно быстрыми темпами – в середине 50-х гг. В 1948–1953 гг. в США под руководством Г. Долля был разработан ряд эффективных модификаций электрического каротажа (боковой и индукционный, микроустановки), занявший в настоящее время важное место в комплексе исследования скважин. В 60-е гг. на основе исследований института физики Земли АН СССР (Е. В. Карус),

ВНИИгеофизика (Г. В. Дахнов и Т. В. Щербакова) и во ВНИИГИС (Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр) были разработаны методы акустического каротажа.

Параллельно, с развитием методов каротажа, развивались геофизические методы контроля за состоянием скважин и разработкой нефтяных и газовых залежей. В 1933–34 гг. в Баку и Грозном, а затем и в других регионах СССР начинают применяться резистивиметр и термометр для выявления мест притока воды и затрубного движения жидкости и термометр для определения высоты подъема цемента.

В первой половине 30-х гг. начались исследования по измерению искривления скважин приборами на кабеле. В 1944 г. на основе разработок И. В. Шевченко в Грозном был создан первый отечественный электромагнитный инклинометр для измерения искривления ствола скважины.

Важное место в геофизических исследованиях скважин заняли измерения диаметра ствола скважины с помощью каверномера. С середины 70-х гг. были начаты работы по использованию геофизических и геохимических исследований для прогнозирования различных геологических объектов, в частности, прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений (АВПБ).

В 1934–35 гг. грозненскими и бакинскими геофизиками (Г. С. Морозов, А. И. Парфенов и др.) были созданы боковые стреляющие грунтоносы. В 60-х гг. ВНИИГИС были разработаны сверлящие керноотборники.

В эти же годы получили распространение опробователи пластов на кабеле (ВНИИГИС, И. А. Бродский). Позднее были разработаны испытатели пластов с помощью испытателя на трубах. Они успешно применяются до настоящего времени.

Такое быстрое развитие технических средств исследования скважин определилось успехами в области теории и методики интерпретации результатов измерения. Основоположником теории каротажа по методу сопротивления является В. А. Фок, давший в 1932 г. решение задачи о потенциале электрического поля точечного источника в скважине, пересекающей пласт неограниченной мощности. На их основании Л. М. Альпиным и С. Г. Комаровым были разработаны способы определения удельного электрического сопротивления пород по данным боковых электрических зондирований. В. М. Дахновым была создана методика определения пористости и нефтенасыщенности пород по удельному электрическому сопротивлению, разработаны способы интерпретации диаграмм электротрии скважин методом

сопротивления в пластах ограниченной мощности, диаграмм потенциалов собственной поляризации и данных термометрии. В последующие годы был проведен ряд крупных исследований в области интерпретации данных промысловой геофизики (И. И. Башлынин, Л. Р. Долина, С. Е. Штенберг, В. Л. Комаров и др.).

В конце 60-х гг. во ВНИИ геофизики под руководством Н. Н. Сохранова были начаты работы по обработке и интерпретации данных ГИС с помощью ЭВМ.

## **1. Комплексы геофизических исследований скважин для решения геологических и технических задач**

Для однозначного и достоверного определения характера и свойств пород и насыщающих их флюидов, изучения конструкции скважины используются различные по физической природе методы ГИС (электрические, электромагнитные, радиоактивные, акустические, ядерно-магнитные и др.). Применяемый комплекс методов определяется задачами, которые решают скважины, прогнозируемым геологическим разрезом и проектируемыми техническими условиями строительства и эксплуатации скважин.

В связи с этим различают следующие комплексы ГИС:

- а) для решения геологических задач;
- б) для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин;
- в) при испытаниях в открытом стволе в процессе бурения;
- г) для изучения технического состояния обсадных колонн и качества их цементирования;
- д) при испытаниях в колонне;
- е) для контроля за разработкой нефтяных и газовых залежей, эксплуатацией подземных газовых хранилищ (ПХГ).

Комплексы ГИС содержат набор методов, обеспечивающих решение вышеназванных задач, но по мере освоения новых методов комплекс может дополняться.

При решении геологических задач приводятся обязательные и дополнительные исследования. Обязательные исследования состоят из постоянной части единой для всех регионов и изменяемой части, состав которой определяется геолого-техническими условиями для изучаемого объекта. Дополнительные исследования выполняются в отдельных интервалах для сложнопостроенных коллекторов при их неоднозначной интерпретации.



Скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, подразделяются на следующие категории: *опорные, параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные*. Для каждой категории скважин применяются свои комплексы ГИС. Эти комплексы приводятся в табл. 1.1–1.9.

Технология выполнения ГИС определяется сложностью строения месторождения и технологией бурения. В однопластовых залежах решение геологических задач обычно обеспечивается выполнением обязательных исследований и лишь при необходимости проведением дополнительных исследований (при низкопоровых трещинных коллекторах, при неоднозначной геологической интерпретации и т. п.). В многопластовых и массивных залежах дополнительные исследования могут приобретать основное значение, они основаны на повторных измерениях теми же видами ГИС во времени без изменения свойств промывочной жидкости (ПЖ), когда при изучении призабойных интервалов исследования перекрывают вышележащие продуктивные интервалы.

Этапность, интервальность и очередность проведения ГИС определяются в проектах на строительство скважин. Общие исследования выполняют по завершению бурения интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами. В глубоких скважинах исследования, как правило, выполняют в интервалах не более 1000 м. Детальные исследования проводят по завершению бурения перспективного или продуктивного интервала. Очередность проведения отдельных видов ГИС определяется требованиями количественной интерпретации их данных и условиями в скважине. Обычно прежде всего выполняют электрические виды исследований, затем проводят акустический каротаж (АК), гамма каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), гамма-гамма каротаж (ГГК), профилометрию, инклинометрию и завершают исследования опробованием, гидродинамическими работами и отбором образцов пород. Работы ГИС в открытом стволе выполняют при заполнении ствола скважины той ПЖ, на которой проводилось бурение. Если же свойства ПЖ по технологическим причинам изменяются (особенно минерализация), то отдельные виды электрического каротажа (боковой микрокаротаж (БМК), боковой каротаж (БК), метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)) выполняют до и после изменения свойства ПЖ.

В последние годы часто применяется бурение горизонтальных стволов скважин. В этом случае большое внимание уделяется геоло-

го-техническим исследованиям. Комплекс этих работ приводится в табл. 1.6–1.7.

Большое значение имеют комплексы ГИС для изучения технического состояния обсаженных скважин. Для изучения состояния обсадных колонн применяются акустическая цементометрия и дефектометрия, термометрия, гамма-дефектометрия-толщинометрия, электромагнитная локация муфт, электромагнитная дефектоскопия, акустический видеокаротаж, механическая трубная профинометрия. Для выявления затрубного движения жидкости и газа используются НК, высокочувствительная термометрия, акустическая шумометрия и технологии закачки жидкости с добавкой веществ-индикаторов, короткоживущих радионуклидов.

Существуют комплексы ГИС для контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений и эксплуатацией ПХГ. Необходимо отметить, что основной опорной информацией для геофизического контроля при разработке нефтяных и газовых месторождений и эксплуатации ПХГ являются данные ГИС, полученные в процессе строительства скважин. Комплекс при контроле за разработкой (ГИС-контроль) определяется решаемыми задачами и условиями проведения исследований (технология эксплуатации конструкции скважины, заполнение ствола и т. п.).

Для оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности разрабатываемых продуктивных пластов в обсаженных скважинах используют различные модификации нейтронного каротажа со стационарными и импульсными источниками нейтронов, акустический волновой каротаж, при низкой минерализации вод – кислородно-углеводный каротаж. В скважинах с открытым забоем и в скважинах с неметаллическими трубами используется индукционный каротаж (ИК), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), диэлектрический каротаж (ДК). В качестве дополнительных методов в необсаженных скважинах применяются опробование пластов приборами на кабеле (ОПК), гидродинамический каротаж (ГДК), испытатель пластов на трубах (ИПТ).

Для определения расхода флюидов и профилей притока и поглощения флюидов в эксплуатационных скважинах используется механическая расходометрия, обычно в режиме протяжки с разными скоростями. Дополнительно для выявления интервалов притока и поглощения и перетоков применяются термометрия, термоанеметрия, акустическая шумометрия. Для изучения состава и свойств флюида в потоке используются влагометрия, гамма-гамма-плотнометрия, резистивиметрия, дифференциальная расходометрия. В обсаженных скважинах ГИС сопровождается локацией муфт обсадной колонны с обязательной привязкой к геологическому разрезу по ГК или НК.

Комплекс ГИС при контроле за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений определяется геолого-промысловыми характеристиками залежи, техническими и технологическими особенностями эксплуатации, характером вскрытия продуктивной толщи и решаемыми задачами (табл. 1.9).

В основе освоения технологии газовых и газоконденсатных месторождений геофизическими методами лежит сравнительный анализ данных разновременных наблюдений. Поэтому необходимо получить достоверные фоновые характеристики изучаемого объекта (естественной и вторичной гамма-активности, нейтронных параметров, естественного температурного поля, первоначального технического состояния скважины). Фоновые геофизические исследования проводятся до начала разработки.

Таблица 1.1

**Обязательный комплекс исследований для решения геологических задач в опорных и параметрических скважинах**

| Структура комплекса                                  |  | Методы геофизических исследований и работ в скважинах  |
|--|--|--|
| Постоянная часть обязательных исследований           | Общие исследования (по всему разрезу скважин)  | ГТИ, ПС, КС (1-2-зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, замер естественной температуры пород, ВПС                              |
|  | Детальные исследования (в неизученной ранее части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности)  | ПС, БКЗ, БК, ИК(ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, ИНК, АК, ГГК-П, ГГК-Л, гравитационный каротаж (до доступных глубин), наклонометрия, ЯМК, КМВ |
| Изменяемая часть обязательных детальных исследований | При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)  | ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрическое (акустическое) сканирование   |
|  | Для определения положения межфлюидных контактов и изучения пластовых давлений в перспективных интервалах | ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК   |
|  | При низком выносе керна  | Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)  |
|  | При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза          | ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине                         |

Таблица 1.2

**Комплекс геолого-технических исследований при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин**

| Решаемые задачи  | Обязательные исследования и измерения   | Дополнительные исследования и измерения  |
|--|---|--|
| <p>Литологические задачи:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– оптимизация получения геолого-геофизической информации;</li> <li>– литолого-стратиграфическое расчленение разреза;</li> <li>– выделение пластов-коллекторов;</li> <li>– определение характера насыщенности пластов-коллекторов;</li> <li>– оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;</li> <li>– контроль процесса испытания и опробования объектов;</li> <li>– выявление реперных горизонтов</li> </ul> | <p>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– макро- и микроскопия шлама;</li> <li>– фракционный анализ шлама;</li> <li>– определение карбонатности пород;</li> <li>– люминесцентный анализ шлама и бурового раствора;</li> <li>– оценка плотности и пористости шлама;</li> <li>– определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора;</li> <li>– непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора;</li> <li>– периодическая термовакуумная дегазация проб раствора и шлама</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– измерение окислительно-восстановительного потенциала;</li> <li>– пиролиз горных пород;</li> <li>– фотоколориметрия;</li> <li>– определение вязкости и водоотдачи бурового раствора</li> </ul> |
| <p>Технологические задачи:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– раннее обнаружение газоводопроявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях;</li> <li>– оптимизация процесса углубления скважины;</li> <li>– распознавание и определение продолжительности технологических операций;</li> <li>– выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;</li> </ul>   | <p>Измерение и определение технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– глубина скважины и механическая скорость проходки;</li> <li>– вес на крюке и нагрузка на долото;</li> <li>– давление бурового раствора на стоянке манифольда и в затрубье;</li> <li>– число ходов насоса;</li> <li>– расход или поток бурового раствора на выходе из скважины;</li> </ul>   |  |

| Решаемые задачи  | Обязательные исследования и измерения   | Дополнительные исследования и измерения |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– оптимизация спуско-подъемных операций;</li> <li>– контроль гидродинамических давлений в скважине;</li> <li>– определение и прогноз пластового и порового давлений;</li> <li>– контроль спуска и цементирование обсадной колонны;</li> <li>– диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– уровень и объем бурового раствора в емкостях;</li> <li>– скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>– плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>– скорость вращения ротора;</li> <li>– крутящий момент на роторе;</li> <li>– температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul> |   |

Таблица 1.3

**Обязательный комплекс исследований в открытом стволе для решения геологических и технических задач в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах**

| Структура комплекса                        |   | Методы геофизических исследований и работ в скважинах   |
|--|---|---|
| Постоянная часть обязательных исследований | Общие исследования (по всему разрезу скважин)   | ГТИ, ПС, КС(1–2-зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, инклинометрия, резистивиметрия, замер естественной температуры пород <sup>1</sup> , ВСП <sup>2</sup> |
|  | Детальные исследования (в перспективных интервалах)   | ПС, БКЗ, БК, ИК(ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, ГГК-Л <sup>3</sup> , наклониметрия <sup>4</sup>  |
| Изменяемая часть обязательных исследований | При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных) | ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК  |
|  | Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах         | ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК   |

| Структура комплекса |   | Методы геофизических исследований и работ в скважинах   |
|---------------------|---|---|
|                     | При низком выносе керна   | Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (ОК) |
|                     | При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза | ГДК, ОПК, ИПТ, КО                                       |

<sup>1</sup>В нескольких скважинах на площади.

<sup>2</sup>Во всех поисковых и оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близости сеймопрофилей.

<sup>3</sup>В разрезах с карбонатными коллекторами.

<sup>4</sup>Во всех поисковых и оценочных скважинах, в разведочных скважинах при наклоне пластов более 5 градусов к оси скважины.

Таблица 1.4

**Обязательный и дополнительный комплекс исследований  
в открытом стволе для решения геологических и технических задач  
в эксплуатационных скважинах**

| Структура комплекса         |  | Методы геофизических исследований и работ в скважинах  |
|-----------------------------|--|--|
| Обязательные исследования   | Общие исследования (по всему разрезу скважин)  | ГТИ <sup>1</sup> , ПС, КС (1–2-зонда из состава БКЗ), БК <sup>1</sup> , ГК, НК, АК, ГГК-П <sup>1</sup> , профилометрия, инклинометрия, резистивиметрия |
|                             | Детальные исследования (в продуктивных интервалах)   | ПС, БКЗ, БК, ИК(ЭМК), ГК, МК, (БМК), профилометрия, ГК-С <sup>1</sup> , НК, АК, ГГК-П, ГГК-Л <sup>2</sup>  |
| Дополнительные исследования | При наличии в продуктивных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)             | ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК   |
|                             | Для уточнения положения межфлюидных контактов, текущей насыщенности и пластовых давлений в продуктивных интервалах | ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК  |

Окончание табл. 1.4

| Структура комплекса |  | Методы геофизических исследований и работ в скважинах  |
|---------------------|--|--|
|                     | При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в продуктивных интервалах разреза | ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине |
|                     | Для обеспечения моделирования залежей и при проведении сейсморазведки 3Д                       | ВСП, наклонометрия   |

<sup>1</sup>При кустовом бурении – в одном из скважин куста.

<sup>2</sup>В разрезах с карбонатными коллекторами.

Таблица 1.5

**Обязательный комплекс геофизических исследований скважин при испытаниях в колонне**

| Задачи контроля за испытаниями                                | Условия проведения исследований  | Методы  |
|---|--|---|
| Уточнение выбора объекта и привязка к разрезу                 | Крепленная скважина без НКТ, пласт неперфорированный и перфорированный до вызова притока | ЛМ, ГК, НК(ИНК), Т  |
| Контроль процесса притока и мероприятий по его интенсификации | НКТ перекрывают интервал перфорации  | ЛМ, ГК, НК(ИНК), БМ   |
|   | НКТ не перекрывают интервал перфорации   | БМ, Т, ЛМ, ГК, НК(ИНК), расходомерия (термоанемометрия), влагометрия, резистивиметрия |

Таблица 1.6

**Обязательный и дополнительный комплекс геолого-технических исследований при бурении горизонтальных скважин**

| Решаемые задачи  | Обязательные исследования и измерения   | Дополнительные исследования и измерения   |
|--|---|---|
| Геологические задачи:<br>– литолого-стратиграфическое расчленение разреза;<br>– выделение пластов-коллекторов; | Исследование бурового раствора:<br>– определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора; | – макро- и микроскопия шлама;<br>– люминесцентный анализ;<br>– оценка плотности и пористости; |

| Решаемые задачи   | Обязательные исследования и измерения   | Дополнительные исследования и измерения   |
|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– определение характера насыщенности пластов-коллекторов;</li> <li>– выявление реперных горизонтов</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>– непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора;</li> <li>– периодическая термовакуумная дегазация проб раствора и шлама</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>– проведение инклинометрических замеров автономными приборами;</li> <li>– измерение геофизических параметров с помощью забойных телеметрических систем;</li> <li>– контроль процесса цементирования</li> </ul> |
| <p>Технологические задачи:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях;</li> <li>– оптимизация процесса углубления скважины;</li> <li>– распознавание и определение продолжительности технологических операций;</li> <li>– выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;</li> <li>– оптимизация спуско-подъемных операций;</li> <li>– контроль гидродинамических давлений в скважине;</li> <li>– определение и прогноз пластового и порового давлений;</li> <li>– контроль спуска и цементирования обсадной колонны;</li> <li>– диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> </ul> | <p>Измерение и определение технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– глубина скважины и механическая скорость проходки;</li> <li>– вес на крюке и нагрузка на долото;</li> <li>– давление бурового раствора на стояке манифольда и в затрубье;</li> <li>– число ходов насоса;</li> <li>– расход или поток бурового раствора на выходе из скважины;</li> <li>– уровень и объем бурового раствора в емкостях;</li> <li>– скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>– плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>– скорость вращения ротора;</li> <li>– крутящий момент на роторе;</li> <li>– температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе;</li> <li>– виброакустические характеристики, получаемые в процессе бурения</li> </ul>   |



Таблица 1.7

**Обязательный и дополнительный комплекс геофизических исследований  
в горизонтальном участке ствола эксплуатационных скважин**

| Структура комплекса         | Методы геофизического исследования скважин  | Примечания               |
|-----------------------------|---|--------------------------|
| Обязательные исследования   | ГТИ, ГК, ИК(ЭМК), НК, ПС (градиент ПС), инклинометрия, резистивиметрия                      | Песчано-глинистый разрез |
|                             | ГТИ, ИК(ЭМК), ГК, БК (псевдобокковой), НК, ПС (градиент ПС), инклинометрия, резистивиметрия | Карбонатный разрез       |
| Дополнительные исследования | АК, ГГК, ГК-С   |                          |
| Специальные исследования    | Азимутальные БК, БМК, АК и ГК, ЯМК  |                          |

Таблица 1.8

**Комплекс геолого-технических исследований  
при бурении эксплуатационных скважин**

| Решаемые задачи   | Обязательные исследования и измерения  | Дополнительные исследования и измерения             |
|---|--|---|
| Геологические задачи:<br>– литологическое расчленение разреза;<br>– выделение пластов-коллекторов;<br>– определение характера насыщенности пластов-коллекторов;<br>– выявление реперных горизонтов          | Исследование бурового раствора:<br>– определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора;<br>– дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора;<br>– периодическая термовакуумная дегазация проб раствора | Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора |
| Технологические задачи:<br>– раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях;<br>– распознавание и определение продолжительности технологических операций; | Измерение и определение технологических параметров:<br>– глубина скважины и механическая скорость проходки;<br>– вес на крюке и нагрузка на долото;<br>– давление бурового раствора на стояке манифольда и в затрубье;   |   |

| Решаемые задачи  | Обязательные исследования и измерения   | Дополнительные исследования и измерения |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем обработки долот;</li> <li>– оптимизация спуско-подъемных операций;</li> <li>– контроль гидродинамических давлений в скважине;</li> <li>– контроль спуска и цементирования обсадной колонны;</li> <li>– диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– число ходов насоса;</li> <li>– расход или поток бурового раствора на выходе из скважины;</li> <li>– уровень и объем бурового раствора в емкостях;</li> <li>– скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>– плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>– скорость вращения ротора;</li> <li>– крутящий момент на роторе;</li> <li>– температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul> |   |

Таблица 1.9

**Комплекс геофизических исследований скважин при контроле за разработкой газовых и газоконденсатных залежей и эксплуатацией подземных газохранилищ**

| Решаемые задачи  | Обязательные исследования   | Дополнительные исследования |
|--|---|-----------------------------|
| Геолого-промысловые: <ul style="list-style-type: none"> <li>– оценка характера насыщенности;</li> <li>– интервал обводнения;</li> <li>– интервал дренирования;</li> </ul>  | НК (различные модификации), термометрия   | ИННК, ИНГМ, АКВ             |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– профиль притока;</li> <li>– дифференциальные и суммарные дебиты;</li> <li>– фильтрационные характеристики пласта;</li> <li>– перетоки между продуктивными пластами по стволу скважины;</li> <li>– интервал поступления воды в скважину</li> </ul> | Термометрия (Т), барометрия, расходометрия (механическая), шумо-метрия, влагометрия, гамма-плотнометрия, термоанемометрия, ЛМ | ИННК, ИНГК                  |

| Решаемые задачи   | Обязательные исследования   | Дополнительные исследования                                      |
|---|---|--|
| Технологические:<br>– изучение термобарических условий в скважине;<br>– выявление гидрато-, парафино- и солеобразования;<br>– изучение фазового состояния флюида в стволе;<br>– работы по контролю за интенсификацией притока (выбор объекта, оценка эффективности мероприятий) | Обычная и дифференциальная барометрия, ВТ, влагометрия, резистивиметрия, расходометрия (механическая), шумо-метрия НК, гамма-плотнометрия | ИННК, ИНГК, ПТС  |
| Технические:<br>– выявление заколонных скоплений и перетоков УВС;<br>– уточнение конструкции скважины;<br>– определение нарушений целостности обсадных колонн и НКТ;<br>– оценка текущего состояния цементного камня  | НК, ВТ, ЛМ, электромагнитная или индукционная дефектоскопия, АКЦ (с регистрацией полного волнового сигнала), ГГК-Ц, шумо-метрия           | ПТС, магнито-импульсная дефектоскопия, акустическое сканирование |

## 2. Петрофизические основы геофизического изучения разрезов скважин

Применение геофизических методов для решения задач нефтяной геологии основано на использовании различий в физических свойствах горных пород. Эти различия определяются минеральным и гранулометрическим составами горных пород, их текстурой, структурой, степенью водонасыщенности, составом и концентрацией поровых электролитов, пористостью, проницаемостью и другими параметрами.

В процессе проведения геофизических исследований при решении нефтепоисковых работ рассматриваются показатели свойств пород, которые можно поделить на три основные группы:

- *общефизические свойства;*
- *водно-физические свойства;*
- *физико-механические свойства.*

Под общефизическими свойствами, а точнее геофизическими свойствами, понимаются свойства, которые проявляются под влиянием таких физических полей, как гравитационное, магнитное, электрическое, тепловое, поле упругих колебаний и др.

Водно-физические свойства горных пород характеризуют их способность изменять состояние, прочность и устойчивость при взаимодействии с водой, поглощать и удерживать воду или фильтровать ее.

Физико-механические свойства горных пород определяют их поведение под воздействием механических нагрузок. Они отображают те изменения, которые горные породы претерпели в истории их геологического развития под влиянием процессов выветривания, гравитационного и геохимического уплотнения, тектонических процессов.

Каждое физическое свойство оценивается одним или несколькими параметрами (показателями, характеристиками), которые являются количественной мерой свойства. Известно более 100 параметров, или показателей, описывающие эти свойства пород. Все многообразие горных пород по характеру структурных связей делят на два класса:

– скальные породы с преобладающими кристаллизационными связями;

– нескальные горные породы дисперсионные (рыхлые), у которых эти связи отсутствуют.

Первый класс скальных пород объединяет различные по генезису группы: магматические, метаморфические и сцементированные осадочные породы.

Второй класс пород без жестких связей: рыхлые, несвязанные (пески, гравелитистые породы, галечники и др.), а также мягкие, связанные (глины, суглинки, супеси) – породы осадочного происхождения. Именно эти породы слагают более 70 % осадочной оболочки земной коры.

Выделение пород в пределах каждой группы осуществляется по условиям их образования, петрографическому составу, структуре, текстуре, составу примесей и другим признакам.

### **3. Электрические методы каротажа.**

Электрический каротаж состоит в основном из 2-х модификаций: метода сопротивлений и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных собственных потенциалов). Ос-

новными видами каротажа по методу сопротивления является каротаж нефокусированными (обычными) зондами, в том числе боковое каротажное зондирование (БКЗ) боковой и индукционный каротаж, микрокаротаж. Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль ствола скважины, кажущегося удельного сопротивления (КС) пород и естественных потенциалов (ПС) для изучения геологического разреза скважин. Результаты измерения изображаются в виде кривых изменений параметров КС и ПС вдоль ствола скважины.

Скважина представляет собой горную выработку большой глубины и относительно малого диаметра. Сечение скважины зависит от диаметра долота (коронки, шарошки). Однако фактический диаметр скважины ( $d_c$ ) не всегда равен номинальному его значению. Участок скважины с увеличенным диаметром называется *каверной*. Увеличение  $d_c$  происходит в основном на участках разреза, представленных глиной, углем и другими породами, легко разрушающимися в процессе бурения.

Против песчаников и некоторых видов глин может наблюдаться уменьшение диаметра скважины.

Скважина заполнена ПЖ, в качестве которой часто используется глинистый раствор или техническая вода. Удельное электрическое сопротивление ( $\rho_c$ ) ПЖ меняется в широких пределах от сотых долей до единиц Ом · м. Промывочную жидкость с сопротивлением, превышающим 0,2 Ом · м, называют пресной, а с  $\rho_c < 0,2$  Ом · м – солевой. В отдельных случаях скважина бурится на нефтяной эмульсии или с другими добавками.

Геологический разрез залежей нефти и газа обычно представлен осадочными отложениями. В основной толще горные породы залегают в виде прослоев, ограниченных поверхностными разделами, которые в пределах небольшой области, исследуемой при каротаже, можно допустить параллельными. Нижняя поверхность – подошва, верхняя – кровля. Прослой или несколько смежных прослоев с одинаковыми свойствами при каротаже получили название пласта, а породы, залегающие выше и ниже пласта – вмещающими породами.

Скважина пересекает пласт вертикально или под углом к плоскости напластования. Пренебрегая этим углом, расстояние между точками пересечения скважины с кровлей и подошвой пласта (видимая мощность пласта) при каротаже принимают за истинную мощность пласта  $h$ . В разрезе скважины, бурящейся на нефть и газ, наибольший интерес представляют пласты, сложенные пористыми

проницаемыми породами. Такие пласты, способные вмещать и отдавать пластовый флюид (нефть, газ, вода), называют *коллекторами*.

Столб ПЖ, заполняющей скважину, оказывает гидростатическое давление на ее стенки. Поэтому при пересечении пласта-коллектора скважиной происходит проникновение фильтрата ПЖ; часть пласта, в которую проник фильтрат, называется зоной проникновения, а ближайшая часть ее – промытой зоной. В результате фильтрации ПЖ на стенке скважины против пласта оседает слой глинистых частиц – глинистая корка.

### **3.1. Разновидности электрического каротажа**

Электрический каротаж (ЭК) основан на измерении электрического поля, самопроизвольно возникающего в скважине или ее окрестностях или создаваемого в скважине искусственно. На практике это заключается в получении значений измеряемой величины в точках скважины в графической или цифровой форме.

Разновидности ЭК отличаются друг от друга измеряемой величиной или характером электрического поля (естественное или искусственное, электрическое или электромагнитное).

Наибольшее практическое значение имеют следующие виды ЭК:

- а) каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- б) каротаж сопротивления (КС), основанный на измерении кажущегося удельного сопротивления горных пород. К этому виду каротажа относятся: стандартный каротаж одним зондом, боковое каротажное зондирование (БКЗ) несколькими зондами с фокусировкой тока – боковой каротаж (БК), микроустановками – микрокаротаж (МК) и боковой микрокаротаж (БМК);
- в) индукционный каротаж (ИК), заключающийся в измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород;
- г) диэлектрический каротаж (ДК), основанный на измерении кажущейся электрической проницаемости.

По характеру создаваемого в скважинах поля ИК и ДК являются разновидностями электромагнитного каротажа.

### **3.2. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации**

Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы).

Происхождение естественных потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном в глинистых породах) и на контакте ПЖ в скважине и пластах, поры которой заполнены водой той или иной минерализации.

Измерение естественных потенциалов скважины сводятся к замеру разности потенциалов между электродом ( $M$ ), находящимся в скважине, заполненной ПЖ, и электродом ( $N$ ), находящимся на поверхности вблизи устья скважины. Электрод  $M$  перемещается от забоя скважины к устью. Потенциал электрода  $N$  практически сохраняется постоянным.

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  $\Delta U_{п.с}$  (кривая ПС) показывает изменение величины потенциального электрического поля у электрода  $M$  с глубиной. Точка записи  $\Delta U_{п.с}$  относится к электроду  $M$ . Разность потенциалов не измеряется в милливольтках (мВ). Масштаб записи выражается числом милливольт на 1 см и выбирается с таким расчетом, чтобы амплитуды отклонений аномалий ПС находились в пределах 3–7,5 см. Обычно применяются масштабы 5, 10 и 12,5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС и, в зависимости от детальности регистрации, равен 1 : 500, 1 : 200 и, в редком случае, 1 : 50.

Кроме естественной разности потенциалов ПС между электродами  $M$  и  $N$  в скважине возникает дополнительная разность потенциалов, обусловленная токами помех. Это приводит к непостоянству кривой ПС во времени и ее искажению. Это связано с наличием в скважине токов различного происхождения. Наиболее распространены: электродная разность потенциалов, вызванная поляризацией электродов; переменная ПС, возникающая вследствие препятствий в верхних слоях земной коры, поляризация блуждающих токов, связанных с работой агрегатов постоянного тока, расположенных вблизи скважины, и наличие переменных земных (теллурических) токов, помех, связанных с

намагничиванием лебедки, гальванокоррозией грузов и др. При записи кривой ПС применяются соответствующие меры для исключения или существенного ограничения факторов, искажающих кривую ПС.

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал-зондом, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-геофизических условий района. Операция совместной регистрации таких кривых получила название *стандартный электрический карттаж*. Форма амплитуды отклонения кривой ПС зависит от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и падения потенциала в изучаемой среде. К ним относятся: мощность пласта, диаметр скважины, сопротивление пласта, вмещающих пород, ПЖ и пластовой воды, проникновение фильтрата, глинистого раствора в пласт и др.

Величину амплитудных аномалий ПС ( $\Delta U_{п.с}$ ) отсчитывают от линии глин, условно называемой *нулевой линией*. Эта линия, которая является обычно прямой, проводится против мощных пластов глин. В них амплитуда отклонения кривой ПС близко к величине ЭДС (электродвижущие силы).

Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевролиты и алевриты легко отличаются по кривой ПС от глин, они отмечаются минимумами потенциала. Изучение данных практического материала, полученного в скважинах и в лабораториях, показало, что величина отклонения амплитуды ПС против глинистых песков меньше, чем против чистых (не глинистых) песков.

С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, а следовательно, уменьшается отклонение кривой ПС. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистые цементы породы, значительно меньшей – карбонатные и наименьшей – силикатные.

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов аномалия ПС обычно такая же, как и против водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС несколько уменьшается по сравнению с амплитудой ПС такого же водоносного пласта. Это происходит за счет повышения сопротивления коллектора, а также изменения его диффузно-адсорбционной активности. Последнее наблюдается в глинистых коллекторах, в которых часть объ-



ема пор занята нефтью и газом, что ведет к увеличению относительной глинистости и диффузно-адсорбционной активности.

В карбонатном разрезе основные причины возникновения аномалий ПС те же, что и в песчано-глинистом. Отрицательными аномалиями на кривой ПС отмечаются чаще всего чистые (не глинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты), как крупно, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные.

Карбонатные пласты (мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты и др.), содержащие глинистый материал, сосредоточенный в порах или в рассеянном виде по всей толще породы, отмечаются малыми отклонениями кривой ПС от линии глин.

Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в высокоомном разрезе затруднительно. Это существенно ограничивает использование кривой ПС, записанной в карбонатном разрезе, для качественной и количественной интерпретации.

Метаморфические и изверженные горные породы по своей природе и строению отличаются от пород осадочного комплекса. В них не возникает двойного электрического слоя. Эти породы обычно достаточно плотны, не отмечаются по кривой ПС четкими аномалиями, и она не может быть использована для оценки их литологии.

Метод самопроизвольной поляризации ПС является одним из важнейших в комплексе промыслово-геофизических исследований скважин и широко применяется для установления границ пластов и их корреляции, расчленения разреза на глинистые и неглинистые пласты, способствуя этим выявлению коллектора. В ряде случаев данные кривой ПС используются для оценки сопротивлений (минерализации) пластовых вод, глинистости, пористости, нефтенасыщенности пород.

### 3.3. Метод вызванных потенциалов

Для оценки свойств горных пород, поляризованных при прохождении электрического тока в скважине, измеряют вызванные потенциалы (ВП). В скважине находятся возбуждающие электроды ( $A$  и  $B$ ) и замеряющие электроды  $M$  и  $N$ . Через электроды  $A$  и  $B$  возбуждают электрический ток, а электродами  $M$  и  $N$  измеряют разность потенциалов в пластах горных пород, вскрытых скважиной. Применяется спаренный переключатель типа пульсатора. В тот момент, когда цепь тока разомкнута, в измерительную цепь тока подключают электроды  $M$  и  $N$  для регистрации кривой ПС. Те же электроды  $M$  и  $N$  служат для регистрации кривой сопротивления ( $\Delta U_{к.с}$ ).

Метод ВП находит применение в качестве дополнительного метода при исследовании разрезов скважин, которые отличаются повышенными значениями ВП (угольные и рудные пласты), а также для выделения пластов, содержащих вкрапления руд с электронной проводимостью (сульфатные породы).

### 3.4. Каротаж сопротивления

Под каротажем сопротивления (КС) понимают ЭК, основанный на изменении кажущегося удельного сопротивления пород, пересеченных скважиной. Для замера сопротивления горных пород, пересеченных скважиной, используют четырехэлектродную установку *AMNB*. Три электрода этой установки (*A*, *M*, *N* или *M*, *A*, *B*), присоединенные концом кабеля и опускаемые в скважину, представляют каротажный зонд. Четвертый *B* или *N* (заземление) устанавливается на поверхности вблизи устья скважины.

Через электроды *A* и *B*, называемые токовыми, пропускают ток, создающий электрическое поле в породе. При помощи измерительных электродов *M* и *N* регистрируют разность потенциалов ( $\Delta U$ ) между двумя точками этого электрического поля.

Согласно принципу взаимности при каротаже сопротивления допускается взаимная замена токовых и измерительных электродов. При каротаже всегда имеют дело с неоднородной средой, состоящей из пластов различного удельного сопротивления и ПЖ, заполняющей скважину. В этих условиях полученный результат является условным и поэтому назван кажущимся удельным сопротивлением. Кажущееся удельное сопротивление среды ( $\rho_k$ ) численно равно истинному удельному сопротивлению такой однородной среды, показания в которой при заданном зонде и силе питающего тока равны показаниям в данной неоднородной среде.

Кажущееся удельное сопротивление зависит от многих факторов: удельного сопротивления и толщины пласта, против которых находится каротажный зонд, диаметра скважины и удельного сопротивления ПЖ, глубины проникновения фильтра ПЖ в пласт, характера и взаимного залегания и сопротивлений смежных пластов, типа и размера зонда, которым производится замер.

Кажущееся удельное сопротивление, замеренное в анизотропной среде, не зависит от типа и размера зонда. Оно пропорционально среднему удельному сопротивлению анизотропной среды и зависит

лишь от коэффициента анизотропии и угла, составленного скважиной и направлением падения пластов.

Результаты измерения КС пород вдоль ствола скважины изображаются в виде кривой изменения КС.

Для измерения КС пород при каротаже применяют зонды различных типов и размеров, из которых выделяют два основных типа: градиент-зонды и потенциал-зонды. Градиент-зондами называются зонды, у которых расстояние между первыми электродами  $M$  и  $N$  или  $A$  и  $B$  мало по сравнению с расстоянием непарных электродов  $A$  и  $M$  или  $N$  и  $A$ . Замер КС этим зондом сводится к измерению градиент-потенциала электрического поля электрода  $A$ .

Размером градиент-зонда является величина  $AO$ , где  $O$  – точка записи кривой КС, находящаяся в середине между парными электродами  $M, N$  ( $A, B$ ). От величины  $AO$  зависит глубина исследований, которая тем больше, чем больше размер зонда. Градиент-зонд, у которого сближенные парные электроды расположились под непарными, называют *подошвенным*. При расположении сближенных парных электродов над непарными градиент-зонд называют *кровельным*. Градиент-зонд, у которого расстояние между парными электродами бесконечно мало, называют *идеальным*.

Потенциал-зонды – это зонды, у которых расстояние  $AM$  мало по сравнению с расстоянием между парными электродами. Расстояние  $AM$  является размером потенциал-зонда. Замер кажущегося сопротивления относят к середине  $AM$ .

Кажущееся сопротивление при использовании потенциал-зонда определяется потенциалом электрического поля в точке  $M$ . Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называют *однополюсным* (или зондом прямого питания), а с двумя питающими электродами и одним измерительным – *двухполюсным* (или взаимного питания).

### **3.5. Кривые кажущегося удельного сопротивления против пластов ограниченной мощности**

Величина кажущегося удельного сопротивления, определяющая форму кривой КС, зависит от толщины пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границы пласта. Условно принято считать пласт мощным, если его размеры превышают размер зонда; тонкими – если его толщина меньше или равна размеру зонда. Если

удельное сопротивление пласта, соответственно, больше или меньше удельного сопротивления вмещающих пород, то пласт квалифицируют как пласт высокого или низкого сопротивления.

*Градиент-зонд. Пласт высокого сопротивления*

На кривой КС такой пласт отмечается асимметричным максимумом.

При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта соответствует минимальному сопротивлению, а подошва – максимальному. В действительности, для реального зонда границы подошвы пласта фиксируются ниже максимума на половину расстояния между сближенными электродами. Тонкому пласту соответствует максимум со слабо выраженной асимметрией. Кровля его находится против точки наиболее крутого подъема кривой, а подошва – несколько ниже максимума. Ниже подошвы пласта на длину зонда наблюдается повышение сопротивления, вызванное экраным максимумом.

*Пласт низкого сопротивления*

Мощный пласт фиксируется на кривой сопротивления асимметричным минимумом. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта приблизительно отмечается максимумом, а точки ниже нижнего на половину расстояния между сближенными электродами, подошва – минимум. Для таких пластов подошва по кривой КС фиксируется по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к максимальным. При измерении кровельным градиент-зондом кривые сопротивления являются зеркальным отражением кривых, полученных подошвенным градиент-зондом.

Определение границ пласта кровельным градиент-зондом производится по тем же правилам, что и в случае подошвенного, но с учетом обратного хода кривой.

*Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления*

Мощный пласт отмечается на кривой КС максимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся симметрично, относительно максимума, кровле на половину длины зонда выше точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой, а подошва на ту же величину ниже этой точки. Тонкий пласт высокого сопротивления фиксируется снижением сопротивления. Некоторое повышение последнего наблюдается выше кровли и ниже подошвы.

Такой пласт на кривой КС отличается минимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся по точкам перехода от крутого спада к плавному пониженному участку кри-

вой с учетом того, что эти точки смещены относительно кровли и подошвы на половину длины зонда.

Таким образом, ширина минимума превышает толщину пласта на длину зонда. Выделение границ тонкого пласта малого сопротивления в этом случае затруднительно.

При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычно распределение плотности тока в скважине нарушено. Происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования, которые оказывают влияние на величины КС и должны учитываться при интерпретации КС.

На измерения градиент-зондом значительное влияние оказывает соседний пласт высокого сопротивления, расположенный со стороны удаленного электрода. Если расстояние между серединами соседних пластов больше длины зонда, то происходит повышение КС, а если меньше – понижение по сравнению с теми, которые наблюдались бы в одиночном пласте. Против пачки чередующихся пластов большого и малого сопротивления форма кривой КС зависит от числа составляющих пачку пластов, их толщины и удельного сопротивления, а также от типа и длины зонда.

Кажущиеся удельные сопротивления различны против разных точек пласта. Для определения истинного удельного сопротивления необходимо выбрать наиболее характерные значения КС. Существенными значениями принято считать среднее  $\rho_{к.ср}$ , максимальное  $\rho_{к.мах}$  или минимальное  $\rho_{к.мин}$  и оптимальное  $\rho_{к.опт}$ . Фактические кривые КС, записанные в скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях. Сложность такой кривой обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметров скважины и зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласт, углом между осью скважины и плоскостью напластования.

Для получения представления о разрезе, вскрываемом скважиной, необходимо выделить на фактической кривой сопротивления основные элементы, известные по расчетным кривым. Это можно сделать в том случае, если известны основные причины, вызывающие осложнение кривой КС и особенно ее изменение под влиянием различных факторов.

### **3.6. Боковой каротаж**

При ЭК скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления (карбонатами гидрохимическими), а также скважин,

заполненных минерализованной ПЖ, эффективность обычных зондов ЭК резко падает. Из-за большого влияния разных факторов кривые КС, полученные градиент и потенциал-зондами, плохо расчленяют разрез. Для повышения эффективности электрокаротажа в таких условиях применяют зонды с дополнительными, так называемыми экранными электродами.

Через экранные электроды пропускается ток в том же направлении, что и через основной токовый электрод зонда. Роль экранных электродов заключается в том, чтобы препятствовать растеканию тока основного электрода на скважине и обеспечить его направление непосредственно в исследуемый пласт. Управление полем зонда с помощью указанных электродов называют *фокусировкой зонда*, а каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока – *боковым каротажем* (БК).

Электрический каротажный зонд сопротивления, предназначенный для проведения БК, называют *боковым каротажным зондом*. В зависимости от числа электродов различают трехэлектродный и многоэлектродные зонды БК.

Трехэлектродный боковой каротажный зонд представляет собой длинный цилиндрический электрод, разделенный изоляционными промежутками на три части: небольшой по длине основной электрод  $A_0$  (центральный) и два расположенных симметрично ему закороченных экранных электрода  $A_1$  и  $A_2$ . Через основной и экранный электроды пропускается ток одной полярности и обеспечивается равенство их потенциалов (эквапотенциальный зонд).

Благодаря влиянию поля экранных электродов ток, выходящий из основного электрода  $A_0$ , распространяется на значительное расстояние по слоям, перпендикулярным к оси скважины, толщиной приблизительно равной длине основного электрода. Вследствие этого влияние скважины и вмещающих пород сказывается на результатах измерений намного меньше, чем при обычных зондах.

Для определения  $\rho_k$  измеряют потенциал  $\Delta U$  любого электрода зоны по отношению к удаленному на достаточно большое расстояние электроду  $N$ . Записывая изменение  $\Delta U$  при постоянном токе, получают кривую КС. При выборе трехэлектродного бокового каротажа зонда необходимо учитывать влияние его размеров на значение КС:

С увеличением размера зонда улучшается фокусировка зонда и несколько возрастает радиус исследования.

С уменьшением диаметра зонда возрастает влияние скважины на показания, поэтому диаметр не может быть меньше 0,25 диаметра скважины.

Уменьшение длины основного электрода улучшает расчленяющую способность зонда, т. е. уменьшает влияние вмещающих пород, однако при длине менее 0,3 диаметра скважины резко ухудшаются условия и точность измерений.

Применяются также многоэлектродные боковые каротажные зонды, которые состоят из основного токового электрода  $A_0$  и двух пар измерительных электродов  $M_1N_1$  и  $M_2N_2$ , а также нескольких пар экранных электродов. Одноименные электроды расположены симметрично по обе стороны основного электрода  $A_0$  и попарно соединены накоротко друг с другом. Измеряется потенциал ( $\Delta U$ ) любого измерительного электрода зоны относительно электрода  $N_1$ , который находится на поверхности или на броне кабеля.

В бывшем Советском Союзе наиболее широкое распространение нашло применение БКЗ, сущность которого заключается в измерении кажущихся удельных сопротивлений несколькими однотипными зондами (градиент- или потенциал-зондами) различной длины против исследуемого интервала. БКЗ проводят для определения истинного удельного сопротивления пластов и выявления проникновения фильтрата ПЖ в пласт. В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление ПЖ резистивиметром, диаметр скважины – каверномером, а также проводить измерение микрозондами. Неблагоприятными условиями для использования БКЗ являются: неоднородность разреза (тонкое чередование разрезов различного сопротивления), очень высокое или очень низкое удельное сопротивление горных пород, малое сопротивление ПЖ (соленые растворы).

Кривые КС используются для сопоставления разрезов скважин, определения границ и глубины залегания пластов, а также для удельного сопротивления пород. В ряде случаев можно определить коллекторские свойства, уточнить литологию и характер нефтегазоводонасыщенности.

### 3.7. Микрокаротаж

Под МК понимают каротаж сопротивлений обычными градиент- и потенциал-зондами малых размеров, расположенными на прижимном изоляционном башмаке. При работе башмак с электродами прижимается к стенке скважины, чем достигается частичное экранирование зонда от ПЖ и уменьшается влияние ее на результат измерений.

В средней части башмака микрозонда смонтированы три электрода –  $A$ ,  $M$  и  $N$  – на расстоянии 25 мм друг от друга. С их помощью

по обычной схеме ЭК образуют градиент-микронд  $A 0,025 MO$ ;  $0,25 N$  и потенциал-микронд  $A 0,05 M$ , которыми проводят измерения в скважине одновременно.

Регистрируемое микрондом КС вычисляется по формулам для вычисления истинного удельного сопротивления. Если учесть, что радиус исследования градиент-микронда равен его длине, а потенциал-микронд в 2,0–2,5 раза больше ее, то их глубинность составит, соответственно, 4 и 10–12 см. По замеру двух кривых сопротивления, зарегистрированных микрондами с различными радиусами исследований, получают представление об удельном сопротивлении прилегающей к скважине части пласта и оценивают влияние глинистой корки и слоя ПЖ.

Интерпретация кривых МК заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев, определении удельного сопротивления пласта. Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, КС, измеряемое потенциалзондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех пластов градиент-микрондом, с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название *положительного расхождения*. Оно характерно для проницаемых пластов. Положительное расхождение кривых сопротивления может наблюдаться также против непроницаемых пластов высокого сопротивления ( $\rho_n$  более чем в 25–30 раз превышает  $\rho_c$ ) из-за влияния глинистой пленки, заключенной между башмаком микронда и стенкой скважины.

Пласт следует считать проницаемым, если имеет место положительное расхождение и удельное сопротивление его части, прилегающей к скважине, превышает сопротивление ПЖ не более чем в 25 раз. Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевролитовых пластах с глинистой коркой небольшой толщины и ее сопротивлением в несколько раз меньше  $\rho_{з.п}$  (зоны проникновения).

При наличии на стенках скважины толстой глинистой корки (более 2 см) диаграммы КС, полученные обоими микрондами, оказываются заниженными, близкими к сопротивлению глинистой корки, и положительного приращения почти не наблюдается.

На диаграммах сопротивлений, измеренных обычными микрондами, трудно отличить нефтегазоносную часть пласта от водоносной. Это связано с тем, что проникновение фильтрата в пласт факти-



чески не зависит от характера его насыщения. Сопротивление зоны проникновения при этом выравнивается; мало различается по величине в газонасыщенной и водонасыщенной частях пласта.

В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные потенциал-микрозондом, т. е. наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда  $\rho_c > \rho_{п.}$

Против глинистых пластов величины КС, измеренные градиент-и потенциал-микрозондами, обычно совпадают и соответствуют сопротивлению глин. При наличии против глинистого пласта каверн значительных размеров измеренные КС чаще всего соответствуют сопротивлению ПЖ.

На диаграммах микрозондов без признаков расхождения отмечаются также непроницаемые пласты не очень высокого сопротивления (плотные алевроиты, глинистые песчаники, мергели, доломиты, известняки). В плотных породах с нарушенной монолитностью (трещины, кавернозные известняки и песчаные породы) положительное приращение может вызываться неплотным прилеганием башмака с электродами к стенке скважины. Толщина слоя ПЖ, заключенного между изоляционной плоскостью и стенкой скважины, может сильно изменяться в зависимости от трещиноватости и кавернозности пласта. Интерпретация в этом случае затруднена. Существенную помощь могут оказать кавернограммы крупного масштаба. Их наличие облегчает введение в разрезе проницаемых пластов по сужению диаметра скважины, а трещиноватых и кавернозных пород – по характерной резкой дифференцированности кривой.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта по результатам измерения микрозондами пользуются специальными палетками, составленными на основании данных, полученных на моделях пластов для различных типов зондов.

Влияние глинистой корки на измерения обычными микрозондами велико. При  $h_{г.к} \geq 2$  см получить достоверные данные об удельном сопротивлении промытой части пласта по замерам КС обычными микрозондами практически невозможно. Наличие в скважине соляного раствора также ограничивает использование этих кривых для количественной интерпретации. В таких случаях для определения  $\rho_{п.п}$  и  $\rho_{з.п}$  (проницаемый пласт, промытая зона пласта) применяются микрозонды с фокусировкой тока (боковой каротаж).

Микрокаротаж обычными микрозондами применяют для детального исследования разрезов скважин, заполненных слабоминера-

лизированной ПЖ. По данным МК решают следующие задачи: расчленение разреза на проницаемые и непроницаемые пласты, уточнение литологии пород, определение границ пластов и их мощности, оценка  $\rho_{п.п}$  и  $h_{г.к}$ . Наиболее благоприятными условиями для применения МК является вскрытый скважиной терригенный разрез и при заполнении скважины слабо минерализованной ПЖ. Измерение диаграмм МК сопровождается замером диаметра скважины каверномером.

#### 4. Резистивиметрия скважин

Под резистивиметрией понимают измерения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину с помощью скважинного резистивиметра. Изучение удельного сопротивления ПЖ  $\rho_c$  и пластовых вод  $\rho_{п.в}$  занимает важное место в комплексе ГИС. Эти данные необходимы как для интерпретации результатов электрического и других видов каротажа, так и для контроля технического состояния скважин.

Скважинный резистивиметр должен удовлетворять следующим требованиям: влияние пород, их удельных сопротивлений на показания резистивиметра должно быть стабильным; коэффициент резистивиметра должен быть стабильным и независимым от температуры и давления в скважине, а также от ПЖ, заполняющей скважину.

Применяются обычно два типа резистивиметров: гальванические с электродной измерительной установкой и индукционные с бесконтактным способом измерения. Если сопротивление жидкости определяют на поверхности, то применяют лабораторный резистивиметр. Удельное сопротивление жидкости зависит от температуры, поэтому измерение удельного сопротивления жидкости сопровождается изменением ее температуры.

Скважинный резистивиметр представляет собой обычный каротажный зонд малых размеров (расстояние между электродами 2–3 см). При перемещении резистивиметра по стволу скважины жидкость свободно циркулирует через трубу, которая служит изолирующим экраном, исключая влияние среды за пределами определяемого объема жидкости. Измерения выполняются по схеме, аналогичной замеру при обычном ЭК, методом сопротивления.

## 5. Индукционный каротаж

Индукционный каротаж является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. Индукционный каротаж отличается от каротажа обычными зондами, а от БК тем, что применим не только в скважинах, заполненных ПЖ, но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефть или ПЖ на нефтяной основе), воздухом или газом.

Индукционный каротаж предназначен для изучения удельной электропроводности горных пород пересеченной скважиной. Он основан на измерении напряженности переменного магнитного поля вихревых токов, возбужденных в породах полем опущенного в скважину источника.

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 20–80 кГц, усиление и преобразование сигнала измерительной катушки. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле (прямое или первичное), индуцирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют собой окружность с центром по оси скважины (если приборная ось совпадает с осью скважины). Вихревые токи в породах создают вторичное магнитное поле.

Первичное и вторичное переменные магнитные поля индуцируют ЭДС в приемной катушке. Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной, а сила вихревых токов, возникающих в окружающих породах, определяется удельной электрической проводимостью породы. Зарегистрированная по стволу скважины кривая должна характеризовать изменения удельной электропроводности пород в разрезе.

Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного удельного сопротивления, ПЖ, наличие зоны проникновения фильтрата), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость аналогично кажущемуся удельному сопротивлению. Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс – это проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 Ом.

Зонд ИК обычно обозначается шифром, первый элемент которого цифра, соответствующая числу катушек зонда, вторая буква (Ф, И или Э) обозначает тип зонда, третий элемент – число – соответствует длине зонда (расстояние в метрах между серединами главных катушек). Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая в ИК, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой КС 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.

Для получения более точных данных об удельной электрической проводимости пород в зонд ИК, кроме двух главных катушек, включают несколько дополнительных генераторных и измерительных катушек, называемых *фиксирующими*. Их назначение – уменьшить влияние ПЖ, зоны проникновения и вмещающих пород на величину кажущейся проводимости, а также увеличить глубинность исследования.

Точкой, к которой относятся результаты измерения, является середина расстояния между главными (токовой и измерительной) катушками (точка записи 0).

При ИК, когда задача сводится к определению удельной электропроводности слабомагнитных горных пород, первостепенное значение имеет измерение активной составляющей, более тесно связанной с электропроводностью пород. При низкой электропроводности горных пород активный сигнал практически прямо пропорционален электропроводности среды. Если среда характеризуется высокой электропроводностью, возбуждаемые вихревые токи значительны и взаимодействие магнитных полей вихревых токов приобретает существенное значение. Это приводит к снижению сигнала, регистрируемого прибором ИК, и к отставанию активного сигнала от повышения электропроводности. Такое явление известно под названием *Скин-эффекта*.

Сигнал, измеряемый при ИК, зависит от электропроводности пород, ПЖ и зоны проникновения фильтра, толщины пластов, диаметра скважины, типа и размера зонда, силы тока, питания и частоты поля.

В пластах большой мощности электропроводность допускается считать постоянной.

Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависит от характера токовых линий, образующих вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости перпендикулярной к

оси прибора. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, не пересекая границ пластов различного сопротивления. Характерными значениями кривой ИК, записанной против пласта конечной мощности, являются показания против середины пласта. В случае неоднородного пласта берутся показания против его средней части, т. е. осредняют максимальные и минимальные показания.

Влияние скважины на показания ИК в общем случае зависит от диаметра скважины и сопротивления раствора. В случае высокоминерализованной ПЖ и достаточно высокого удельного сопротивления пород влияние скважины становится заметным и должно учитываться при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток.

В ИК, в отличие от других методов сопротивления, не требуется непосредственного контакта измерительной установки с ПЖ. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие ПЖ (нефтяная основа), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получают при исследовании ИК разрезов низкого и среднего сопротивлений и при наличии повышенного проникновения фильтрата ПЖ в пласт. По диаграммам ИК можно более точно определять удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водонефтяного контакта (ВНК). Положение ИК ограничено при соленой ПЖ и высоком удельном сопротивлении пород. Разрезы, представленные породами с удельным сопротивлением, превышающим 50 Ом·м, нечетно расчленяются глубинными приборами ИК. Индукционный каротаж проводится вместе с другими методами ГИС.

## 6. Диэлектрический каротаж

Диэлектрический каротаж – это электромагнитный каротаж (ЭМК), основанный на измерениях кажущейся диэлектрической проницаемости горных пород  $E_k$ , которая численно равна диэлектрической проницаемости такой однородной непроводящей среды, показания в которой равны показаниям в данной неоднородной среде с конечным сопротивлением.

Для измерения в скважине кажущихся диэлектрических проницаемостей используются методы высокочастотного каротажа. Глубинный прибор состоит из трех катушек: генераторной и двух измерительных. Используя различные частоты поля и замеряя фазовые

сдвиги и отношение амплитуд полей, определяют диэлектрическую проницаемость (волновой диэлектрический каротаж – ВДК).

Волновой диэлектрический каротаж проводят в скважинах для измерения диэлектрической проницаемости, используя разные характеристики высокочастотного поля. При проведении ВДК в скважине регистрируется относительная характеристика поля – разность фаз  $\Delta\Phi$  (разность фаз первой  $\Phi_1$  и второй  $\Phi_2$  измерительных катушек) на частоте, равной десяткам мегагерц.

Для повышения результативности обычно проводят два последовательных измерения зондами разной длины: 1–1,2 м и 0,5–0,6 м. Метод ВДК наиболее эффективен при исследовании месторождений, разрабатываемых с применением внутриконтурного заводнения с использованием пресной воды.

Кривые ВДК четко выражены против одиночных пластов и пачек, свободны от явлений экранирования, по ним можно выделить прослой мощностью 0,2–0,5 м.

Ограничение метода – это невозможность оценки диэлектрической проницаемости пород с сопротивлением 4–5 Ом · м. Существенным недостатком метода является его малая глубинность зоны проникновения диаметром более 0,8–1,0 м. Значительно искажают результаты измерений зондами ВДК длиной 1 м.

Волновой диэлектрический каротаж может быть использован при изучении разреза скважин, обсаженных непроводящими полимерными и асбоцементными трубами, также в сухих скважинах или заполненных непроводящими ПЖ.

## **7. Акустический каротаж**

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

В естественном залегании горные породы являются упругими телами. Если в элементарном объеме некоторой упругой среды в течение короткого времени действует внешняя возбуждающая сила, в среде возникают напряжения, вызывающие относительное перемещение частиц. Это приводит к возникновению двух типов деформации объема (сжатие и растяжение). То есть возникает упругая сейсмиче-

ская волна, которая распространяется во все стороны. Если волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, то часть энергии волны отражается, часть проходит далее.

По типу регистрируемых акустических параметров различают АК по скорости и затуханию. В АК применяется трехэлементный зонд. Он состоит из возбуждающего упругие импульсы излучателя и расположенных на некотором расстоянии от него двух приемников. Расстояние между приемниками – база. Длина зонда – это расстояние от излучателя до крайнего приемника. Излучатель посылает колебания 3–4 периода (6–8 фаз).

Акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах. Скорость распространения упругой волны в пласте, определяемая при АК, называется *пластовой*, или *интервальной*.

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрытых скважиной. В условиях скважины на величину затухания сильное влияние оказывает неоднородность среды, что ведет к ослаблению колебаний и к снижению амплитуды волны.

Способность пород к поглощению упругих колебаний оценивается при помощи АК по интенсивности затухания амплитуды волны. Затухание обусловлено поглощением вследствие неидеально упругой среды; в результате расширения фронта волны и при ее движении; расхождением энергии во все больший объем среды; рассеиванием и дифракцией волн на неоднородностях сред и вследствие отражения и преломления на границах сред. На величину затухания упругих колебаний сильное влияние оказывают глинистость, характер насыщения, трещиноватость и кавернозность пород.

Данные АК в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород, выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатных породах; уточнить литологию; получить сведения о техническом состоянии скважины (определить высоту подъема цементного кольца и качество сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины), вычислить средние и пластовые скорости.

## 8. 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 ПЖ и цементного раствора в затрубном пространстве. Результаты измерений температуры являются основой для изучения теплового поля Земли и находят широкое применение для решения ряда практических задач при бурении и эксплуатации скважин.

Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в обсаженной скважине, так и в открытом стволе. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление металла мало против горных пород (от 40 до 80 раз меньше, чем глин).

Геотермические измерения проводят в скважинах с установившимся тепловым режимом, который наступает по истечении времени, достаточного для восприятия жидкостью, заполняющей ствол скважины естественной температуры пласта.

Местные, или локальные, тепловые поля, наблюдаемые в скважине, обычно приурочены к газоносным и нефтеносным пластам-коллекторам, в которых происходит циркуляция воды, сульфидным рудам, галогенным осадкам и др.

Температурные измерения в скважине производят для решения геологических задач и изучения технического состояния скважины.

Измерение абсолютных значений температуры в функции глубины и времени (обычная термометрия) проводят для решения следующих задач:

- определение основных геотермических параметров (геотермического градиента, геотермической ступени, плотности теплового потока);

- тепловая характеристика пород (теплопроводность или тепловое сопротивление, температуропроводность);

- изучение технического состояния ствола скважины (высота подъема цемента за колонной, наличие перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявление интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в процессе бурения. Точность исследований 0,25–0,50 °С).

## **9. Магнитный и ядерно-магнитный каротажи**

Для изучения геологического разреза скважин и выделения в нем полезных ископаемых могут быть использованы магнитные и ядерно-магнитные свойства горных пород.



Магнитный каротаж основан на измерении магнитных свойств пород, слагающих разрез скважины. Существуют две модификации: каротаж по естественному магнитному полю и по магнитной восприимчивости.

Каротаж по естественному магнитному полю (скважинная магниторазведка) основан на изучении магнитных аномалий, связанных с магнитным полем Земли, которое в каждой точке пространства характеризуется вектором напряженности. Величина и напряжение этого вектора определяется тремя составляющими –  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ , измерение которых осуществляется с помощью трех взаимно перпендикулярных магниточувствительных датчиков.

Каротаж по магнитному полю применяют для выявления намагниченных рудных тел в околоскважинном пространстве. Он позволяет определить элементы залеганий рудных тел, пересеченных скважиной, а также установить геологическую природу наземных магнитных аномалий. Каротаж магнитной восприимчивости пород в разрезе скважины осуществляется двумя разными способами: по изменению индуктивности соленоида и величине реактивной составляющей напряженности вторичного магнитного поля.

Каротаж магнитной восприимчивости применяется для литологического расчленения разрезов скважин, их корреляции, выделения зон оруденения, определения содержания железа в магнетитовых рудах, получения данных для интерпретации аномалий магнитного поля. При литологическом расчленении учитывается, что наибольшие значения характерны для магнитосодержащих руд, затем для ультраосновных пород (габбро, диабазы, порфириды), кислых (граниты, гранодиориты). Наименьшими значениями магнитной восприимчивости обладают карбонатные и гидroxимические породы.

Этот вид каротажа наиболее эффективен при изучении магнетитовых и титаномагнетитовых месторождений, а также применим для выявления в разрезах скважин бокситовых, марганцовых, хромитовых, сидеритовых, никелевых, оловянных и других руд.

#### *Ядерно-магнитный каротаж*

Ядерно-магнитный каротаж основан на том, что ядра ряда элементов (водорода, фтора, алюминия, углерода-13 и др.) обладают собственным механическим моментом (спином) и магнитным моментом, оси которых совпадают. При помещении таких ядер в постоянное внешнее магнитное поле их магнитные моменты стремятся ориенти-

роваться в направление вектора данного поля, что приводит к возникновению ядерной намагниченности.

Среди породообразующих элементов нет ядерного магнетизма, наиболее сильно выражен у водорода.

На основании интерпретации диаграмм (ЯМК) решаются следующие задачи:

- выделение коллекторов и оценка их коллекторских свойств;
- оценка характера насыщения коллектора;
- перспективы получения нефти, газа или воды.

При выделении коллекторов и изучении их свойств значения измерения сигнала зависят только от тех ядер водорода, которые входят в состав молекул, способных свободно перемещаться в поровом пространстве (связанная вода, твердые углеводороды – битум, кир, асфальтены не отмечаются).

Ограничение метода: не измеряется в средах с повышенной магнитной восприимчивостью, не применим при вязких нефтях, при наличии в ПЖ свободного флюида (вода, нефть). Метод применяется в необсаженных скважинах.

## 10. Радиоактивный каротаж

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерениях характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и вызванных искусственно), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды каротажа: ГК, предназначенный для изучения естественного  $\gamma$ -излучения горных пород; ГГК и НК, основанные на эффекте взаимодействия с горной породой источников  $\gamma$ -излучения и нейтронов.

Гамма каротаж основан на измерении по стволу скважины гамма-излучения, вызванного естественной радиоактивностью горных пород.

Гамма-гамма каротаж исследует особенности прохождения через породы гамма-излучения от специального источника гамма-квантов, опускаемого в скважину вместе с прибором.

Нейтронный каротаж базируется на исследовании поля медленных нейтронов гамма-квантов, создаваемого источником быстрых нейтронов, находящихся в приборе. Каждый вид РК имеет ряд модификаций.

Существенными особенностями РК являются: относительно малая глубина исследований (90 % излучений поступает от слоя толщиной 10–30 см); возможность исследования скважин, крепленных обсадной колонной – практически не препятствующей прохождению нейтронов и гамма-излучению; зависимость результатов от элементного состава пород, малая роль их структурных особенностей – размера, извилистости и сообщаемости поровых каналов; распределение отдельных элементов и исследуемой части пласта.

Все горные породы имеют или не имеют естественные радиоактивности. Известно, что радиоактивные элементы чрезвычайно рассеяны в природе и содержатся в очень незначительных количествах (порядка  $10^{-6}$  урана,  $10^{-12}$  радия,  $10^{-5}$  тория) во всех веществах. Содержание этих элементов в разных породах неодинаково, что позволяет различать породы по радиоактивности, измеряя радиоактивность путем регистрации гамма-излучения по стволу скважины. Можно расчленить разрез на отдельные пласты и классифицировать их по этому признаку.

### 10.1. Гамма каротаж

Измерение интенсивности естественного  $\gamma$ -излучения пород вдоль ствола скважины и его ГК. Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора  $\gamma$ -излучения, расположенного в глубинном приборе. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера–Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез – сцинтиляционные счетчики.

Полученная в результате замера кривая, характеризующая эффективность  $\gamma$ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется *гамма каротажной кривой*.

Гамма-излучение, измеряемое при ГК, включает также и так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор с космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной, на глубине нескольких метров оно уже не сказывается.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, плотность ПЖ и др.). Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности  $\gamma$ -излучения за счет естественной радио-

активности обсадных колонн, ПЖ и цемента и в ослаблении  $\gamma$ -излучения горных пород вследствие поглощения  $\gamma$ -лучей колонной, ПЖ и цементом. В связи с тем что второй процесс преобладает, влияние скважины сказывается главным образом в поглощении  $\gamma$ -излучений горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного прибора из жидкости наблюдается увеличение  $\gamma$ -излучения. При переходе прибора из необсаженной части ствола в обсаженную отмечается снижение интенсивности излучения, что вызывает смещение кривой и уменьшение дифференцированности диаграммы.

Увеличение диаметра скважины из-за размыва стенок и образование каверн обычно сопровождается уменьшением показаний ГК. Цементное кольцо в большинстве случаев также влияет на величину измеряемого  $\gamma$ -излучения, уменьшая ее.

Гамма каротаж находит широкое применение для изучения литологии пород, введения глинистых пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, при корреляции разрезов скважин, в том числе и в обсаженных колоннами скважинах.

Гамма каротаж проводится во всех случаях, когда кривая ПС является слабо дифференцированной (если скважина заполнена соленым раствором, если минерализация пластовой воды и фильтрата ПЖ близки между собой), а также когда записи кривой ПС невозможны (в пустых скважинах, заполненных непроводящей ПЖ и при наличии блуждающих токов).

## 10.2. Гамма-гамма каротаж

Измерение характеристик полей рассеянного  $\gamma$ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником  $\gamma$ -квантов вдоль ствола скважины, называется гамма-гамма каротажем. В методе ГГК различают две основные модификации: *плотностной* и *селективной* ГГК.

При плотностном ГГК (ГГК-П) измеряется жесткая составляющая рассеянного  $\gamma$ -излучения. В качестве источника ГГК-П используется изотоп  $^{60}\text{Co}$ , испускающий  $\gamma$ -кванты сравнительно большой энергии. Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта. Получаемая кривая ГГК-П несет информацию об изменении объемной плотности окружающей среды. Для уменьшения влияния скважины прибор снабжается прижимным устройством.

На кривой ГГК-П минимальные показания соответствуют плотным породам – ангидритам, крепким доломитам и известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы – гипсы, глины, каменная соль, высокопористые известняки, песчаники, доломиты. Средними или пониженными значениями отмечаются глинистые известняки и песчаники.

По результатам ГГК-П может быть определена общая пористость, включая объем межзерновых пор, каверн, трещин, независимо от характера сообщаемости и гидропроводности пор коллектора.

Наличие между прибором и стенкой скважины промежуточного слоя (ПЖ, воздух, глинистая корка железной колонны) приводят к изменению средней плотности исследуемой среды. Глинистая корка, неровности стенки скважины, кавернозность и трещиноватость пород вызывает увеличение показаний ГГК-П.

Для более надежной оценки плотности пород этим методом применяется двухзондовая установка, т. е. измерения проводятся двумя зондами различной длины и одновременно записывается кавернограмма.

Плотностной ГГК находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценки пористости. В отличие от других геофизических методов ГГК-П одинаково чувствителен к изменениям пористости как в области ее малых значений, так и больших. Данные ГГК-П широко используются для изучения и контроля технического состояния скважин, оценки качества тампонажных работ, выявления интервалов притока в скважину флюидов.

### **10.3. Нейтронный каротаж**

При НК изучаются характеристики нейтронного и  $\gamma$ -излучения, возникающего при облучении пород источником нейтронов. В промышленности применяются стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин.

К числу стационарных нейтронных методов относятся: НГК, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т, НК-Н) нейтронам.

Результаты измерений при НК представляют в виде кривой изменений вторичного гамма-излучения (НГК) или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов. В скважинном приборе, который используется при НК, содержится источник и индикатор  $\gamma$ -излучений (при

НГК) или плотности нейтронов (при НК-Т и НК-Н), расстояние между источником нейтронов и индикатором соответствует длине зонда.

Нейтронный гамма каротаж основан на измерении характеристик поля  $\gamma$ -излучений, возникающего под действием внешнего источника нейтронов. Общая величина  $\gamma$ -излучения складывается из трех компонентов:

– интенсивность  $\gamma$ -излучения, возникающая в результате радиационного захвата ядрами породы (радиационное или вторичное  $\gamma$ -излучение);

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

– естественное  $\gamma$ -излучение, обусловленное естественной радиоактивностью породы.

При исследовании зондами, длина которых более 40 см, плотность нейтронов с большим водородосодержанием в зоне размещения индикатора мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграмме НГК низкими показаниями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно, повышение показаний НГК.

На результаты НГК значительное влияние оказывают элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов: хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Из них наиболее широко распространенными в осадочной толще является хлор. При захвате нейтрона ядром атома водорода испускается 1  $\gamma$ -квант энергией  $3,75 \cdot 10^{-13}$  Дж; при захвате нейтронов ядром атома хлора испускается в среднем 2,37  $\gamma$ -кванта высокой энергии  $13,62 \cdot 10^{-13}$  Дж.

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – большого и малого водородосодержания. К первой группе относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты –

$\text{Al}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), 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 показателями.

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

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора отмечаются почти одинаковыми значениями НГК. Газоносные пласты в обсаженной скважине отмечаются на кривой НГК более высокими показателями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой, так как газ, имеющий низкую плотность, отмечается меньшим водородосодержанием. В необсаженной скважине из-за проникновения фильтрата ПЖ в пласт и малой глубинности метода (40–60 см) выделение газоносных пластов по кривой НГК затрудняется.

#### **10.4. Нейтрон-нейтронный каротаж**

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на измерении характеристик поля нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешними источниками нейтронов.

На диаграммах НК по тепловым нейтронам, полученных при помощи длинных зондов, водородосодержащие пласты выделяются так же, как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые – более высокими. Однако на показания ННК-Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННК-Т весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от ПЖ жидкости и пластовой воды.

Показания ННК-Н практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе и от хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды водородосодержания. Следовательно, показания ННК-Н более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и ННК-Т. Методы ННК-Т и ННК-Н имеют преимущества перед НГК в том, что их показания свободны от влияния естественного  $\gamma$ -излучения источников нейтронов. Длина зондов ННК-Т и ННК-Н выбирается равной 0,4–0,5 м.

Для ННК характерна малая глубина исследований, которая изменяется в зависимости от свойств породы (водородосодержанием). Наименьший радиус исследования характерен для ННК-Н, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Существенное влияние на показания НК оказывает толщина слоя ПЖ и глинистой корки, отделяющей прибор от стенки скважины. Наличие глинистой корки и неравномерное изменение ее толщины по стволу скважины искажают результаты НК.

Обсадная колонна поглощает тепловые и надтепловые нейтроны, занижая данные ННК-Т и ННК-Н. При проведении ННК в крепленных скважинах эффективность снижается. В связи с этим НК проводят, когда это возможно, в скважинах, не крепленных колонной. В скважинах, заполненных минерализованной ПЖ, интенсивность радиационного  $\gamma$ -излучения выше, чем в скважинах, заполненных пресной водой или нефтью. Это объясняется тем, что в первом случае тепловые нейтроны захватываются хлором, а во втором – только водородом.

Стационарные нейтронные методы в комплексе с ГК и другими геофизическими методами дают возможность выделить 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 ГГК-П нейтронные методы используются для выявления газонасыщенности зон (характерное влияние газа по показаниям ГГК-П и НК улучшает выделение газоносных пород). В эксплуатационных скважинах стационарные нейтронные методы применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов. При исследовании нефтяных и газовых скважин наиболее широко используется НГК; при низкой минерализации пластовых вод и ПЖ целесообразно применение ННК-Т.



## 10.5. Импульсный нейтронный каротаж

Сущность импульсного нейтронного каротажа (ИНК) заключается в изучении нестационарных нейтронных полей и  $\gamma$ -полей, создаваемых генератором нейтронов. Генератор работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов, следующих друг за другом через определенный промежуток времени. После истечения времени  $t_3$  (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура и на протяжении времени  $\Delta t$  (окно временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом. Измеряя время включения измерительной аппаратуры (время задержки  $t_3$ ) и плотность нейтронов на протяжении отрезка времени  $\Delta t$ , изучают процессы взаимодействия с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов.

При помощи импульсных нейтронных методов изучают:

1. Зависимость плотности (числа) тепловых нейтронов или интенсивности вторичного  $\gamma$ -измерения от времени.
2. 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).

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на измерении характеристик нестационарных нейтронных полей. Этим методом регистрируют плотности тепловых нейтронов при неизменном расстоянии между мишенью и индикатором и при нескольких фиксированных задержках  $t$  и временных окнах  $\Delta t$ .

Плотность тепловых нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды и определяется длиной замедления  $l_3$ , коэффициентом диффузии и временем жизни тепловых нейтронов.

Литологически однородные пласты одинаковой пористости, насыщенные нефтью и минерализованной водой, могут рассматриваться как среды с примерно равным водородосодержанием, но с равным содержанием хлора в единице объема породы, а следовательно, с разными поглощающимися средствами. В породе с пористостью 20 %, содержащей сильно минерализованную воду, среднее время жизни тепловых нейтронов составляет 90–110 м/с, при нефтесодержании от 260–300 м/с.

## 10.6. Импульсный нейтронный гамма каротаж

При импульсном нейтронном гамма каротаже (ИНГК) с импульсным источником нейтронов регистрируется изменение по разрезу скважины, интенсивности  $\gamma$ -излучения, радиационного захвата тепловых нейтронов. Интенсивность  $\gamma$ -излучения радиационного захвата пропорциональна плотности нейтронов. Однако вследствие больших, по сравнению с тепловыми нейтронами, длин пробега  $\gamma$ -квантов и скоростей их диффузии поле радиационного  $\gamma$ -излучения оказывается более равномерно распределенным по сравнению с полем тепловых нейтронов. Следовательно, показания ИНГК отражают процесс более полного, чем ИННК, поглощения тепловых нейтронов.

В практике исследования нефтяных и газовых скважин используются зонды длиной 30–40 см. Наличие зоны проникновения фильтрата глинистого раствора эквивалентно увеличению диаметра скважины. В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата обычно превышает радиус исследования и в течение первого периода после крепления скважины показания ИНК обусловлены только влиянием зоны проникновения.

Малопористые неглинистые пласты, нефтеносные и газоносные коллекторы характеризуются максимальными показаниями на кривых плотностей тепловых нейтронов и  $\gamma$ -излучений, а глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой и другие – минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главной задачей является выделение в разрезе нефтегазовых пластов и определение ВНК и газожидкостного контакта (ГЖК). Наиболее надежно она решается по нескольким диаграммам, полученным при различных временных задержках  $t_3$ . В этом случае положительные результаты при определении ВНК получают в неперфорированных высокопористых пластах без проникновения в них фильтрата раствора при содержании NaCl в пластовой воде 30–50 г/л и в перфорированных пластах при концентрации NaCl более 100 г/л.

Импульсный нейтронный каротаж находит широкое применение при исследовании действующих обсаженных колоннами скважин для просиживания ВНК и ГЖК, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти и газа между

пластами, прослеживания продвижения фронта воды, составления разрезов и границ ВНК скважин, крепленных колоннами и необсаженных.

Наилучшие результаты с помощью ИНК получают в районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 100 г/л), где показания ИННК и ИНГК против водоносных и нефтеносных пластов различаются в несколько раз (до 10), тогда как различие показаний стационарных методов НК составляет не более 20 %. Если известна литология, пористость пласта и минерализация пластовых вод, при помощи ИНК возможна количественная оценка нефте- и водонасыщения.

## Список сокращений

АВПД – аномально высокое пластовое давление  
АК – акустический каротаж  
АКВ – акустический каротаж многоволновой  
АКШ – акустический каротаж широкополосной  
АНПД – аномально низкое пластовое давление  
БК – боковой каротаж  
БКЗ – боковое каротажное зондирование  
БМ – барометрия  
БМК – боковой микрокаротаж  
ВНК – водонефтяной контакт  
ВП – метод вызванных потенциалов  
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование  
ВТ – высокочувствительная термометрия  
ГВК – газовой контактный  
ГГК-Л – гамма-гамма каротаж литоплотностной  
ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной  
ГГК-Ц – гамма-гамма цементометрия  
ГДК – гидродинамический каротаж  
ГЖК – газожидкостной контактный  
ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГК – гамма каротаж  
ГК-С – гамма каротаж спектрометрический  
ГНК – газонефтяной контактный  
ГТИ – геолого-технические исследования  
ГТН – геолого-технический наряд  
ДК – диэлектрический каротаж  
ИК – индукционный каротаж  
ИНГК – импульсный нейтронный гамма каротаж  
ИНГК-С – импульсный нейтронный гамма каротаж спектрометрический  
ИНК – импульсный нейтронный каротаж  
ИНК-с/о – кислород-углеродный каротаж  
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж  
ИПТ – испытатель пластов на трубах  
КМВ – каротаж магнитной восприимчивости  
КО – отбор керн приборами на кабеле  
КС – метод кажущегося сопротивления

ЛМ – локация муфт колонны  
МК – микрокаротаж  
НГК – нейтронный гамма каротаж  
НК – нейтронный каротаж  
НКТ – насосно-компрессорные трубы  
ОПК – опробование пластов приборами на кабеле  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
ПВР – прострелочно-взрывные работы  
ПЖ – промывочная жидкость  
ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации  
РНО – буровой раствор на нефтяной основе  
Т – термометрия  
ЭМК – электромагнитный каротаж  
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

## Литература

1. Ядерно-магнитные методы исследования скважин / С. М. Апсельрод [и др.]. – М. : Недра, 1976. – 127 с.
2. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М. : Недра, 1978. – 318 с.
3. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1985. – 310 с.
4. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1972. – 368 с.
5. Промысловая геофизика / В. М. Добрынин [и др.]. – М. : Недра, 1986. – 342 с.
6. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – М. : Недра, 1977. – 275 с.
7. Интенберг, С. С. Геофизические исследования в скважинах / С. С. Интенберг. – М. : Недра, 1982. – 352 с.
8. Кузнецов, Г. С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов. – М. : Недра, 1991. – 233 с.
9. Моисеев, В. Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин / В. Н. Моисеев. – М. : Недра, 1990. – 240 с.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 3  |
| 1. Комплексы геофизических исследований скважин для решения геологических и технических задач..... | 8  |
| 2. Петрофизические основы геофизического изучения разрезов скважин .....                           | 19 |
| 3. Электрические методы каротажа.....  | 20 |
| 3.1. Разновидности электрического каротажа.....  | 22 |
| 3.2. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации.....   | 22 |
| 3.3. Метод вызванных потенциалов.....  | 25 |
| 3.4. Каротаж сопротивления.....  | 26 |
| 3.5. Кривые кажущегося удельного сопротивления против пластов ограниченной мощности.....           | 27 |
| 3.6. Боковой каротаж.....  | 29 |
| 3.7. Микрокаротаж .....  | 31 |
| 4. Резистивиметрия скважин .....   | 34 |
| 5. Индукционный каротаж.....   | 35 |
| 6. Диэлектрический каротаж .....   | 37 |
| 7. Акустический каротаж.....   | 38 |
| 8. Термометрия скважин.....  | 39 |
| 9. Магнитный и ядерно-магнитный каротажи.....  | 40 |
| 10. Радиоактивный каротаж .....  | 42 |
| 10.1. Гамма каротаж .....  | 43 |
| 10.2. Гамма-гамма каротаж.....   | 44 |
| 10.3. Нейтронный каротаж.....  | 45 |
| 10.4. Нейтрон-нейтронный каротаж .....   | 47 |
| 10.5. Импульсный нейтронный каротаж .....  | 49 |
| 10.6. Импульсный нейтронный гамма каротаж .....  | 50 |
| Список сокращений.....   | 52 |
| Литература .....   | 54 |

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Захаров Андрей Викторович**  
**Козырева Светлана Владимировна**  
**Пименов Геннадий Васильевич**

**ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА**  
**Курс лекций**  
**по одноименной дисциплине**  
**для студентов специальности 1-51 02 02**  
**«Разработка и эксплуатация нефтяных**  
**и газовых месторождений»**  
**дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *А. В. Власов*  
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 27.07.12.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 3,25. Уч.-изд. л. 3,38.

Изд. № 3.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр Учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48