

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

Кафедра региональной геологии и полезных ископаемых

БАЛАБАНОВ Ю. П. ЗИНАТУЛЛИНА И.П.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ
РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ
ГЕОЛОГИИ**

Учебно - методическое пособие по курсу

«Геофизические исследования скважин »

Казань-2017

Принято на заседании кафедры региональной геологии и полезных ископаемых

Протокол № 3 от 3 февраля 2017 года

Рецензент:

заведующий кафедрой минералогии и полезных ископаемых, доктор геолого-минералогических наук **В.П. Морозов**

Балабанов Ю.П., Зинатуллина И.П.

Результаты геофизических исследований для решения некоторых задач нефтепромысловой геологии /Ю. П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. – Казань: Казан. ун-т, 2017. – 56 с.

Учебно-методическое пособие для практических занятий по промысловой геологии по курсу «Геофизические исследования скважин» разработано для студентов-бакалавров IY курса специализации «Геология» с целью повышения навыков студентов геологов в изучении геологического строения исследуемой территории с помощью геофизических исследований скважин. В данном пособии на основе практических примеров рассмотрены основные расчеты некоторых, основных, из перечисленных выше параметров, касающиеся выделения коллекторов разного типа и определения их пористости и нефте- или газонасыщенности, которые по мнению авторов позволят студентам овладеть методическими приемами обработки данных геофизических исследований скважин.

© Балабанов Ю.П., Зинатуллина И.П. 2017

© Казанский университет, 2017

Условные обозначения

ГИС геофизические исследования скважин;

АИПД аппаратура измерения пластового давления;

РВО раствор на водной основе;

РНО раствор на нефтяной основе;

$\rho_{\text{вп}}$ электрическое удельное сопротивление породы

$\rho_{\text{зн}}$ электрическое удельное сопротивление зоны проникновения фильтрата бурового раствора в коллектор;

$P_{\text{п}}$ параметр пористости;

$P_{\text{н}}$ параметр насыщения;

$k_{\text{п}}$ коэффициент пористости;

$k_{\text{в}}$ коэффициент водонасыщения

$k_{\text{н}}$ коэффициент нефтенасыщения;

$k_{\text{выт}}$ коэффициент вытеснения нефти

СП собственная поляризация.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И СОКРАЩЕНИЙ	3
ВВЕДЕНИЕ	5
1 ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ	7
1.1 Коллекторы и покрышки	7
1.1.1 Коллекторы	7
1.1.2. Покрышки	10
2.1 Выделение продуктивных коллекторов геофизическими методами	10
2.1.1 Выделение песчаных продуктивных коллекторов.	13
2.1.2 Выделение глинистых коллекторов	15
2.1.3 Выделение карбонатных коллекторов	18
3.1 Определение пористости и нефтенасыщенности продуктивных пластов	23
3.1.1 Определение пористости пород по данным каротажа	24
3.1.2 Удельное сопротивление пород	24
3.1.3 Зависимость относительного сопротивления от пористости	28
3.1.4 Определение пористости пород по ПС	31
3.1.5 Определение пористости пород по данным нейтронного каротажа	35
3.1.6 Определение глинистости по кривой гамма-каротажа.	39
4.1. Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов и оценка их нефтегазонасыщенности	44
4.1.1 Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов	44
4.1.2 Оценка нефтенасыщенности продуктивных пластов	46
Литература	52

Введение

Геофизические исследования скважин (ГИС) проводятся для изучения геологических разрезов этих скважин с целью поиска и разведки залежей нефти и газа. В ходе геологического изучения разрезов скважин определяется последовательность и глубина залегания пластов горных пород, их литолого-петрографический состав и коллекторские свойства, содержание полезных ископаемых и оценка степени насыщения их углеводородами или водой. По геофизическим данным, полученным в процессе ГИС, устанавливаются количественные параметры, по оценкам которых определяются запасы нефти и газа. В качестве этих параметров выделяют:

- эффективную мощность коллектора;
- положение водонефтяного (ВНК) контакта;
- положение газожидкостного (ГЖК) контакта;
- коэффициент пористости k_p продуктивных пластов;
- коэффициент нефтегазонасыщения k_{ng} коллекторов.

Окончательный результат ГИС представляется прежде всего такими параметрами, как пористость, проницаемость, глинистость и коэффициент нефтенасыщения исследованных пород-коллекторов. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных исследований скважин. Интерпретация может быть качественной, когда определяется литологический состав пород, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа, воды и др.). По результатам интерпретации строится литолого-стратиграфическая колонка, которая содержит сведения о положении границ пластов и их мощности, литологической характеристике каждого пласта, о наличии коллекторов, о присутствии в них нефти, газа или воды. Такие исследования могут частично заменить отбор керна и существенно повысить экономичность работ.

В данном пособии на основе практических примеров рассмотрены основные расчеты всех перечисленных выше параметров, которые по мнению авторов позволяют студентам овладеть методическими приемами обработки данных геофизических исследований скважин.

1. Применение результатов геофизических исследований для решения некоторых задач нефтегазопромысловой геологии

Одной из актуальных задач нефтегазопромысловой геофизики является переход на новый информационный уровень, для построения правильной геологической модели. При изучении однородности коллектора большими, но еще мало используемыми возможностями, обладают геофизические методы исследования, позволяющие получать наиболее полное представление о структуре коллектора и его промышленных характеристиках.

Данные геофизических методов широко используются для разбивки коллекторов на объекты эксплуатации, определения коэффициентов пористости и нефтенасыщения и при контроле за процессом извлечения нефти из коллектора в процессе его разработки.

1.1 Коллекторы и покрышки

1.1.1 Коллекторы

Породу - коллекторов определяют как породу, обладающую способностью не только вмещать нефть, газ и воду, но и отдавать их. Порода, содержащая нефть, газ и воду, при одних условиях будет отдавать их, а при других – препятствует этому процессу.

Следовательно, коллектором называется порода, способная содержать нефть, газ и воду и отдавать их при используемых методах разработки.

Коллекторами могут быть терригенные (песчано-алевритовые) и карбонатные породы.

Пластовые флюиды – нефть, газ, вода - аккумулируются в пустотном пространстве породы–коллекторы. Пустоты могут быть первичными, образовавшимися при формировании самой породы, и вторичными, возникшими в процессе дальнейшей жизни пород. Пустоты подразделяются по размерам и видам. По размерам выделяют: а) субкапиллярные; б) капиллярные;

в) сверхкапиллярные пустоты, а по видам их подразделяют на поры, каверны, биопустоты и трещины.

Коллекторы в зависимости от вида пор подразделяют на поровые (в обломочных они называются межгранулярными), кавернозные, трещиноватые, биопустотные. Присутствуют и смешанные типы – порово-трещинные, кавернозно-трещиноватые, порово-трещинные и др.

Обломочные породы-коллекторы. Горная порода – коллектор состоит из двух составляющих: твердого минерального каркаса-скелета и пустот или пустотного пространства.

По классификации [10] обломочные породы подразделяют на кварцевые, граувакковые и аркозовые. Они возникли в результате эрозии продуктов разрушения, соответственно, осадочных, метаморфических и изверженных пород. Характерными ассоциациями минералов для этих источников сноса являются кварц, кварц плюс слюда, кварц плюс полевой шпат.

Кварцевые осадочные породы мономинеральны, они состоят на 85-95 % из кварца, так же встречаются устойчивые акцессорные минералы циркон, турмалин, гранат и др. В результате кристаллизации могут образоваться вторичные минералы, например кальцит, доломит, сидерит, глауконит, пирит, барит, гипс, а также происходит вторичное обрастане кварцем в виде регенерационных каемочек вокруг зерен кварца.

Пространство между зернами кварца может быть заполнено частично кремнеземом – халцедоном, опалом, а также глинистыми минералами. Встречаются также кристаллы кальцита, пирита, сидерита, которые выполняют роль цемента между зернами кварца. Количество цемента изменяется в горизонтальном направлении, а различная степень цементации влияет на емкостно-фильтрационные свойства пород.

Граувакковые осадочные породы. Граувакка, или глинистый песок, содержит кроме кварца (плохо окатанного и несортированного) и других устойчивых минералов большое количество мелких чешуек слюды и

неразрушенных обломков породы из источника сноса. Эти породы содержат также вторичный глинистый минерал - иллит.

Такие породы называют «загрязненными песками» или «крапчатыми песками» из-за присутствия обломков пород. Пористость у песков довольно высокая, но малая и неоднородная проницаемость из-за наличия цементирующего материала, такого как иллит, который и заполняет поровое пространство между крупными обломками породы.

Аркозовые осадочные породы. Типичные аркозовые породы слабо сцементированы, так как кальцит и вторичный кварц содержатся в них в небольших количествах, либо отсутствуют. Они содержат многочисленные неустойчивые минералы, которые не успели разложиться (полевые шпаты). Зерна в аркозовых породах угловаты и различны по размерам. Цементирующая масса состоит из большого количества каолинитовых глин. Зачастую в цементирующем материале встречаются монтмориллонит, хлорит, гидрослюды и другие глинистые минералы, обладающие высокой адсорбционной способностью.

Карбонатные породы-коллекторы.

Постепенное опускание шельфа создает условия для продолжительного осаждения карбонатов как химического, так и органического происхождения, представленных известняками и доломитами. Доломит образуется в процессе диагенеза осадков путем замещения кальция магнием, поступающим из морской воды. Емкостно-фильтрационные свойства формирующихся в данном случае карбонатных пород связаны с механически образующимися в них трещинами, а также химическим выщелачиванием.

Карбонатные коллекторы подразделяются на два литотипа:

1. Известковые напластования. Образуются на месте образования биостром, рифов или биогерм.

2. Кластические известняки. Образуются в результате эрозии и выветривания известняков, первоначально отложившихся в другом месте. К ним относятся ракушечники, рифовые брекчии, оолитовые известняки и др. [14]

1.1.2 Покрышки

Покрышками нефтяных и газовых залежей являются плохо проницаемые породы, перекрывающие породы-коллекторы со скоплениями нефти и газа [1].

Покрышками могут служить: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки сланцы, малопористые, нетрещиноватые, плотные известняки, доломиты, песчаники, а также гидрохимические осадки - гипсы, ангидриты, соль. Наиболее надежны соляно-ангидритовые покрышки. Несколько худшими экранирующими свойствами обладают глинисто-карбонатные осадки и наиболее ненадежными – алевролито - глинистые.

Покрышки бывают региональными, зональными и локальными. Региональные покрышки распространены на большой площади, литологически выдержаны и имеют большую мощность. Зональные покрышки бывают выдержаны как минимум в пределах одной зоны нефтегазонакопления. Локальные покрышки имеют ограниченное распространение и часто являются экранами на одном или нескольких соседних месторождениях [14].

2.1 Выделение продуктивных коллекторов геофизическими методами

Геофизические методы исследования позволяют получить наиболее полное представление о структуре коллектора и его промышленных характеристиках.

Данные геофизических методов широко используются для разбивки коллекторов на объекты эксплуатации, определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения и при контроле за процессом извлечения нефти из коллектора в процессе его разработки.

Точность выделения коллекторов зависит от степени изученного геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого-геофизических условий района.

Первоначальный этап выделения коллекторов заключается в сопоставлении каротажной диаграммы с типовым геолого-геофизическим разрезом и диаграммами соседних, ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Определение их характера и насыщенности определяют в этом случае сопоставлением разреза вновь разбуренной скважины с уже известным типовым разрезом. Одновременно с выделением коллекторов производится и определение по геолого-геофизическим данным литологического состава пород.

При исследовании коллекторов со сложной структурой порового пространства выбор необходимого комплекса методов в значительной степени зависит от типа коллектора. Если в коллекторе преобладает межзерновая пористость, а трещины и каверны имеют подчиненное значение, задача выделения и оценки характера насыщения коллекторов может быть решена с помощью стандартного комплекса промыслового-геофизических методов, разработанного для коллекторов межзернового типа.

Если запасы приурочены к трещинным и кавернозным коллекторам, то для решения данной задачи привлекаются дополнительные методы. Это различные модификации временных замеров, включающие в себя проведение исследований с изменением свойств глинистого раствора и дополнительным воздействием на пласт, а также метод радиального градиента.

По каротажным данным, основанным на комплексном анализе кривых ГИС различных модификаций методов, определяют также участки проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт.

Проникновение фильтрата бурового раствора устанавливают по следующим данным.

1. По двум замерам сопротивления, выполненным в разное время при помощи бокового каротажного зондирования (БКЗ) или бокового каротажа (БК).

Различие в показаниях удельных сопротивлений возникает в этом случае вследствие дополнительного с течением времени проникновения фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор.

2. Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт является динамическим процессом, зависящим, при прочих равных условиях, и от продолжительности времени, истекшего после вскрытия проницаемого пласта. Увеличение глубины проникновения раствора в пласт со временем служит надежным признаком, указывающим на наличие в разрезе проницаемого пласта (рис.2.1.1).
3. По трехслойным кривым бокового каротажного зондирования, свидетельствующим о наличии повышающего или понижающего проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.
4. По наличию глинистой корки против проницаемого пласта, обнаруживаемой каверномером при измерении диаметра скважины или микрозондами.

В ряде случаев указанные признаки против коллекторов могут быть не обнаружены (например, в водоносных пластах).

Проникновение раствора может не отметиться также в нижней части высокопористых песчаников, обладающих большой проницаемостью по вертикали.

На диаграммах микрозондов плохо выделяются или совсем не отмечаются коллекторы, представленные переслаивающимися тонкими прослойми песчаных и глинистых пород, а также трещиноватые породы.

Выделение коллекторов производится по комплексу геофизических и геологических исследований разрезов скважин, включая отбор керна боковым грунтоносом, а также в процессе промысловых исследований режима работы скважины.

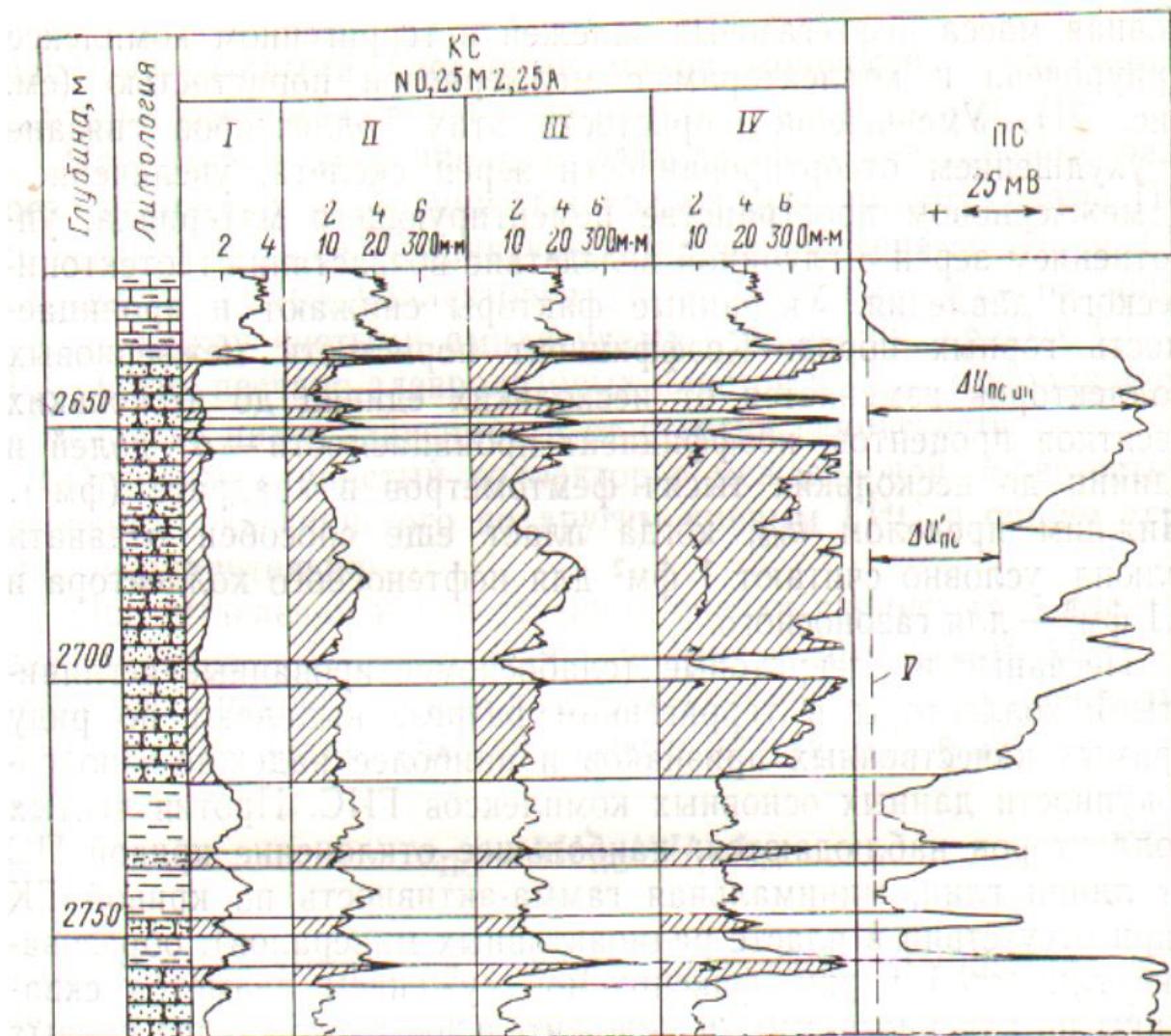


Рис.21.1 Пример увеличения глубины проникновения фильтрата ПЖ со временем в проницаемый песчаный пласт.

Р_с: I-4,15 Ом·м - по истечении 3сут. После вскрытия пласта, II- 4,8 Ом·м, после 16сут; III-3,75 Ом·м после 21 сут.; IV- 3,45 Ом·м, после 75 сут.; V-линия глин.

2.1.1 Выделение песчаных продуктивных коллекторов.

Песчаные и алевролитовые коллекторы наиболее четко выделяются на кривой ПС, на гамма-каротажной кривой и кавернограмме.

Для разделения малопористых плотных образований от коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования, из которых наиболее эффективными являются микрокаротаж, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

На рис. 2.1.1.1 приведен пример выделения коллекторов и уточнения литологии в каагано-чокракских отложениях Грозненского района по данным радиоактивного и электрического каротажа.

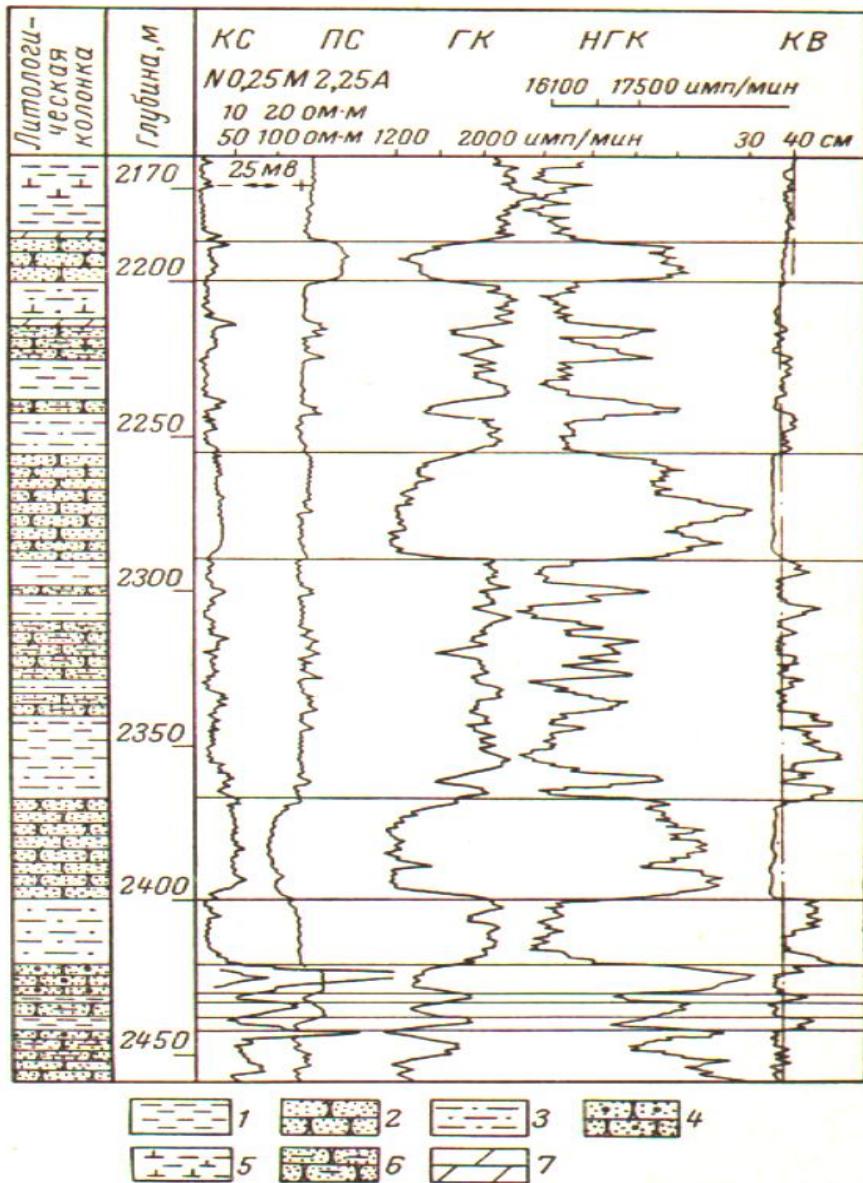


Рис.2.1.1.1 Выделение в разрезе слабопроницаемых (глинистых) и хорошо проницаемых (песчаных) пород по комплексу промыслового-геофизических данных (Грозненский нефтяной район, каагано - чокрайские отложения).

1-глина; 2-песчаник; 3-глина-песчанистая; 4-песчаник нефтеносный; 5-глина известковистая; 6-песчаник глинистый; 7-мергель.

Скважина заполнена буровым раствором, минерализация которого близка к минерализации пластовых вод. В интервале разреза скважины выше 2250 м минерализация бурового раствора превышает минерализацию пластовых вод и

песчаные пласти отмечаются положительными аномалиями на кривой ПС (обратное ПС); ниже этого интервала приблизительно до глубины 2350 м минерализация бурового раствора и пластовых вод почти выравнивается и на кривой ПС не наблюдается характерных отклонений против глин и песков. В интервале 2367-2400 м против песчаного пласта отмечается слабая отрицательная аномалия на кривой ПС, что свидетельствует о более высокой минерализации пластовой воды по сравнению с минерализацией бурового раствора. При таком сложном соотношении минерализаций пластовых вод и бурового раствора расчленение разреза по кривой ПС на глинистые и песчаные пласти затруднительно.

Точные результаты возможно получить по данным радиоактивного каротажа. Глины отмечаются увеличением естественной радиоактивности, а песчаники - снижением показаний метода ГК.

Выделение песчаных коллекторов и уточнение литологии наиболее успешно проводятся на основании совместного изучения кривых НКГ, ГК, КС и ПС. Полученные сведения, в свою очередь, уточняются данными кавернограммы.

2.1. 2 Выделение глинистых коллекторов

В песчано-глинистом разрезе помимо чистых, неглинистых, песчаных пород и глин, встречаются и глинистые пески.

В ряде случаев глинистые пески являются коллекторами и к ним приурочены промышленные запасы нефти и газа.

Присутствие значительного количества глинистого материала в горной породе оказывает влияние на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, радиоактивные, акустические и другие геофизические свойства. Поэтому данные коллекторы выделяются в отдельную группу *глинистых коллекторов*.

Глинистый материал в песчано-алевритовых породах может быть рассеян по пласту или присутствовать в виде включений и прослоев. Амплитуда отклонения кривой ПС в этом случае значительно меньше при прочих равных

условиях, чем против неглинистых чистых песчаных пластов. В ряде случаев глинистый коллектор представлен переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев. Если мощность тонко чередующихся песчано-алевролитовых прослоев достигает 1-2 диаметра скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов против отдельных прослоев. При очень малой мощности прослоев, исчисляемой сантиметрами, глинистый коллектор может вовсе не отметиться на кривой ПС (рис.2.1.2.1).

В пределах Прикумской области нижнемеловые отложения представлены песчано-алевролито-глинистыми породами, местами обогащенными карбонатным материалом. Проницаемые песчано-алеврито-глинистые пласти, залегающие среди глин, представляют собой коллекторы. Высокая концентрация солей в пластовых водах (3600-3800 мг-экв/л), значительные температуры пород (120-140⁰ С) и большая пористость обуславливают низкие значения удельных сопротивлений. На кривых сопротивлений, зарегистрированных зондами больших размеров, коллекторы отличаются от вмещающих слабопроницаемых пород пониженными значениями сопротивлений, а на кривых сопротивлений, полученных зондами малой длины, повышенными (рис. 2.1.2.1). Проникающий фильтрат в пласт бурового раствора имеет значительное сопротивление (0,5-0,7 ом·м) по сравнению с пластовыми водами (0,02-0,025 ом·м). Песчано-алеврито-глинистые отложения отмечаются четкими отрицательными аномалиями ПС, величина которых растет с улучшением коллекторских свойств пород и уменьшением глинистости, достигая 140-170 мв для неглинистых коллекторов.

При выделении коллекторов целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой ПС $\Delta U_{ПС}$ использовать относительное отклонение кривой ПС $A_{ПС}$. В качестве относительной величины $A_{ПС}$ применяется отношение амплитуд отклонений кривой ПС:

$$A_{ПС} = \Delta U_{ПС}^1 / \Delta U_{ПСоп} \quad (2.1.2.1)$$

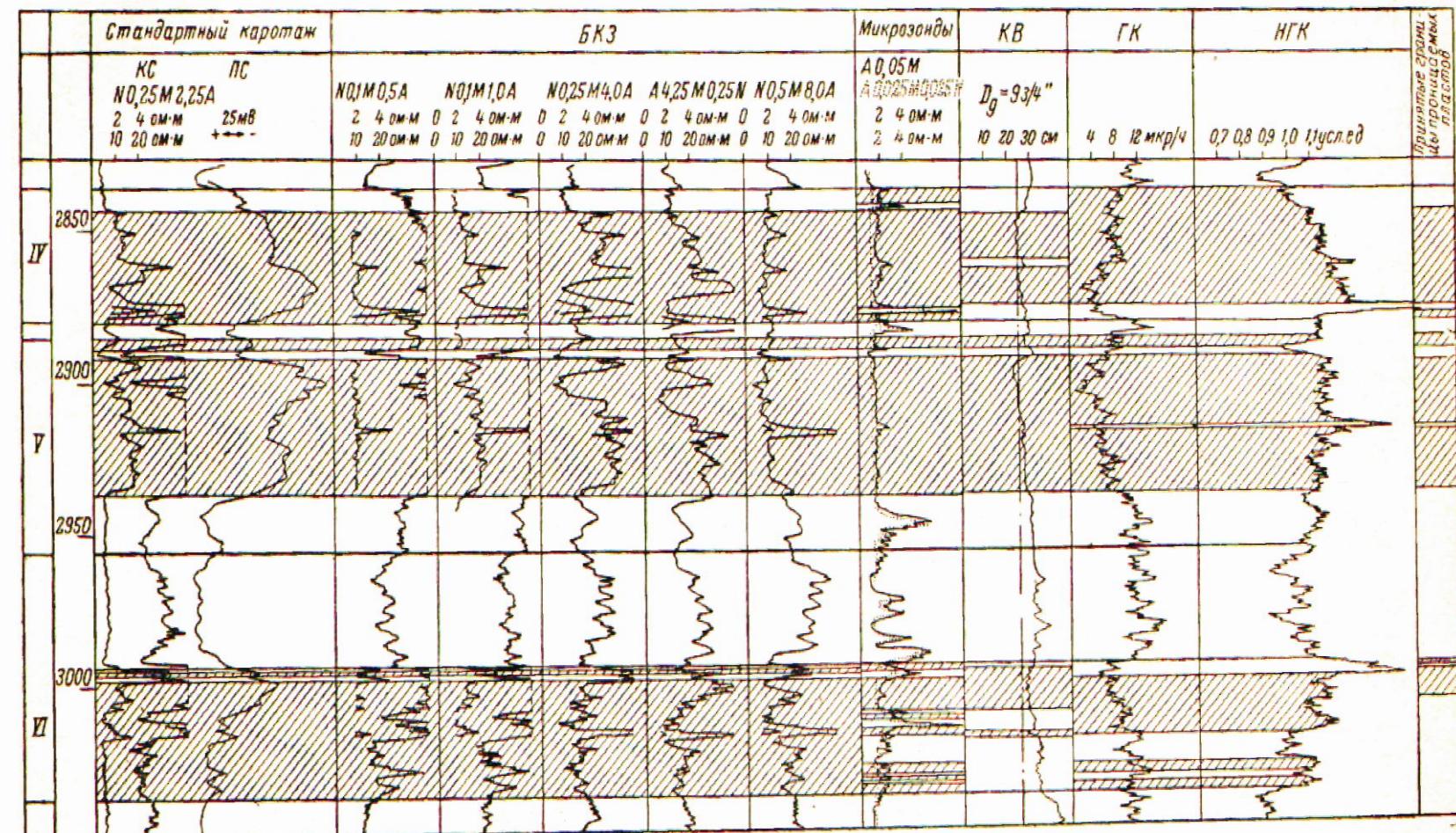


Рис. 2.1.2.1 Пример выделения коллекторов для нижнемеловых отложений Колодезное по комплексу геофизических исследований

где $\Delta U_{\text{ПСоп}}$ —амплитуда отклонения кривой ПС против опорного пласта; $\Delta U_{\text{ПС}}^1$ —амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к пласту большой мощности:

$$\Delta U_{\text{ПС}}^1 = \Delta U_{\text{ПС}} / \beta \quad (2.1.2.2)$$

Здесь $\Delta U_{\text{ПС}}$ амплитуда отклонения ПС, отмеченная по кривой ПС; β —поправочный коэффициент за мощность, который находят по кривым (ссылка на первую методичку).

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды отклонения ПС $A_{\text{ПС}}$, должен отвечать следующим требованиям.

1. Обладать достаточной мощностью и сопротивлением, мало отличающимся от сопротивления изучаемых пластов, чтобы исключить необходимость введения поправок за мощность и сопротивление в величину $\Delta U_{\text{ПСоп}}$.
2. Сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литологопетрографических свойств и минерализацию пластовой воды; минерализация пластовых вод в опорном и изучаемом пластах не должна сильно различаться.

Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые песчаники или известняки.

Для выделения коллекторов, помимо кривой ПС, должны быть использованы и другие геофизические материалы: диаграммы микрозондов, кавернограммы и данные радиоактивного каротажа.

2.1.3. Выделение карбонатных коллекторов

В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные породы (известняки и доломиты) целесообразно разделить на следующие четыре типа: гранулярные, трещиноватые, кавернозные и смешанные.

Наиболее перспективными для выделения коллекторов в карбонатном разрезе и распознавания отдельных типов пород являются комплексные геофизические и геологические исследования разрезов скважин.

При наличии в разрезе глинистых пород первоначальный этап интерпретации заключается в выделении глин, аргиллитов и глинистых карбонатных пород.

Гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы. Пористость гранулярного карбонатного коллектора обусловлена межзерновой и биолитовой пористостью.

В карбонатных отложениях этот тип коллектора представлен доломитами и известняками с межоолитовой и трубчатой структурой пор.

В микрозернистых известняках общая межзерновая и биолитовая пористости изменяются в пределах 1-8%, в органогенно-детритовых и биоморфных известняках - 8-15%.

Гранулярный карбонатный коллектор обладает хорошими коллекторскими свойствами, условия фильтрации в нем зависят от форм, размеров и характера распределения пор.

Геофизические свойства гранулярного карбонатного коллектора являются наиболее характерными, близкими к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и выявлении среди последних высокопористых разностей.

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей проводится методом микрокаротажа.

Трециноватые, кавернозные и смешанные типы коллекторов имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых эти породы не имеют четко выраженных характеристик и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу геофизических исследований связано с большими трудностями:

- удельное сопротивление трещинных и кавернозных пород по величине того же порядка, что и удельные сопротивления нефтеносных и малопористых пород. Поэтому величина удельного сопротивления в данном случае не может служить характерным признаком для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород;
- против трещиноватых пород возможно увеличение диаметра скважины вследствие ослабления их механической прочности в процессе бурения, а в ряде случаев против трещиноватых и кавернозных пород образуется глинистая корка и происходит сужение диаметра скважины;
- по диаграммам обычных микропроницаемости против трещиноватых и кавернозных пород можно наблюдать резкую дифференцированность кривых при отсутствии глинистой корки и слабую дифференцированность с низкими значениями сопротивлений при наличии глинистой корки;
- трещиноватые породы на кривой сопротивления, полученной микробоковым каротажом, характеризуются резкой дифференцированностью кривой (чередованием максимумов и минимумов) на фоне общего снижения сопротивления и с увеличением трещиноватости суммарная ширина минимумов возрастает (рис.2.1.3.1). Пример интерпретации материалов повторных БКЗ верхнемеловых карбонатных отложений Восточного Предкавказья);
- трещиноватые породы характеризуются большой поглощающей способностью по отношению к упругим колебаниям, поэтому акустический каротаж по затуханию является перспективным методом для выявления в разрезе трещиноватых пород;
- проникновение раствора в трещиноватых породах достигает значительной глубины, а кривые БКЗ против таких пород являются двухслойными. Однако известны случаи получения для трещиноватых пород трехслойных кривых БКЗ с низким модулем левой ветви. Последнее объясняют уменьшением удельного сопротивления прискваженной части пласта в результате появления здесь

дополнительной трещиноватости под влиянием механического воздействия на пласт долота в процессе бурения.

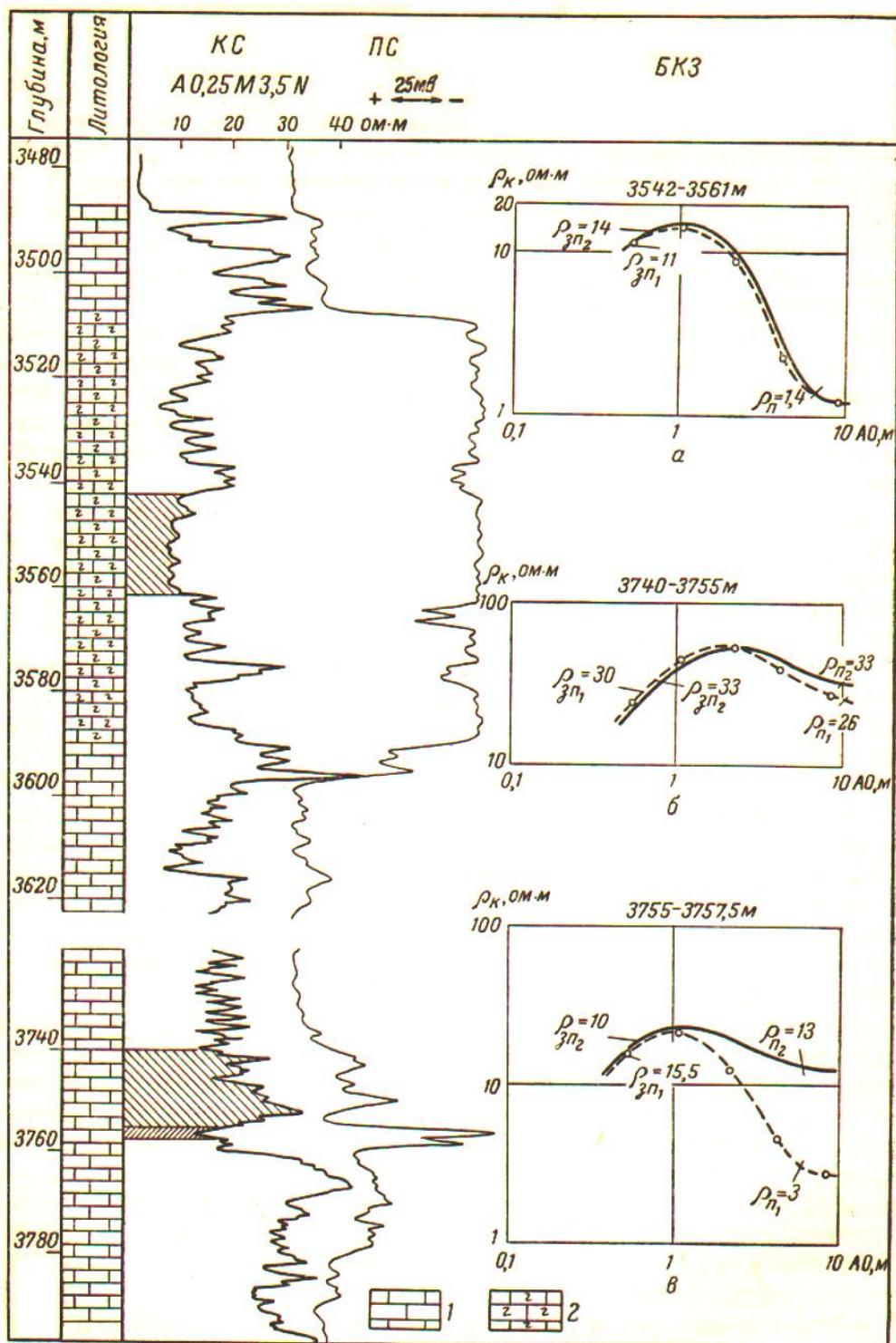


Рис. 2.1.3.1. Пример интерпретации материалов повторных БКЗ верхнемеловых карбонатных отложений Восточного Предкавказья (скв. 15 Арак-Далатарек; время между повторными БКЗ 77 дней) 1 – известняк; 2 – писчий мел.

Против смешанных (гранулярно-трещинных и кавернозно-трещинных) типов коллекторов наблюдаются трехслойные кривые БКЗ, которые со временем по мере углубления проникновения переходят в двухслойные.

В качестве примера гранулярного карбонатного коллектора могут служить мелоподобные известняки маастрихского яруса Восточного Предкавказья. Эти породы характеризуются высокой межгранулярной пористостью (свыше 15%) при относительно низкой проницаемости.

На каротажных диаграммах мелоподобные известняки отмечаются низкими значениями удельных сопротивлений (1-2 ом·м), отрицательными аномалиями ПС (-100 \div -130 мв) и уменьшением диаметра скважины за счет образования глинистой корки (интервал 3542-3561 м).

Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в коллектор такого типа обычно не превышает 6-8 диаметров скважины. Удельное сопротивление части пласта, не затронутого проникновением, не изменяется по истечении значительного промежутка времени после его вскрытия.

С течением времени удельное сопротивление трещиноватых карбонатных пород несколько возрастает, что связано с процессами диффузии, протекающими между высокоминерализованными водами межзерновых пор и относительно пресным фильтратом бурового раствора, заполняющим трещины.

В результате опреснения и увеличения сопротивления поровой воды пласта кривая БКЗ, оставаясь двухслойной, приобретает более высокий модуль.

Смешанный гранулярно трещинный тип коллектора в разрезе верхнемеловых отложений имеет подчиненное значение. Обычно к этому типу коллекторов относят известняки с общей гранулярной пористостью 8-10% и развитой сетью трещин в них. Для этих пород характерны средние значения величин удельного сопротивления (3-10 ом·м), отрицательные аномалии на кривой ПС и неизменный диаметр скважины на кавернограмме.

Проникновение фильтрата бурового раствора в коллекторы трещино-кавернозного типа происходит как в трещины, так и в межзерновые поры. Обработка повторных БКЗ установила, что коллекторы смешанного типа

отмечаются трехслойными приподнятыми кривыми БКЗ. Со временем глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по трещинам превышает радиус исследования самых больших зондов и удельные сопротивления, определяемые по правой ветке кривой БКЗ, не соответствуют сопротивлениям неизмененной части пласта. Как видно на рис. 2.1.3.1, ко времени повторного БКЗ в результате глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в пласт сопротивление пород выросло более чем в 4 раза, а глубокое проникновение обусловило двухслойность повторной кривой БКЗ.

3.1 Определение пористости и нефтенасыщенности продуктивных пластов

Для проектирования разработки залежи, подсчета запасов нефти и газа, а также при решении ряда задач, возникающих в процессе эксплуатации месторождения, необходимы данные о коллекторских свойствах и нефтегазоносности продуктивных пластов. Для решения этих задач широко используются данные каротажа.

Комаров С.Г.[6] классифицирует методы определение коллекторских свойств пластов по геофизическим данным на три группы.

1. Непосредственные методы, для которых зависимость геофизических данных от коллекторских свойств устанавливается исходя из теоретических расчетов, подтвержденных измерениями на моделях или экспериментальными исследованиями. К ним относятся методы определения нефтегазоносности по коэффициенту увеличения сопротивления, пористости по относительному сопротивлению, скорости распространения упругих волн и по данным нейтронного каротажа.
2. Эмпирические методы, основанные на установлении зависимости между геофизическими параметрами и различными свойствами пласта путем сопоставления данных кернового анализа с данными каротажа. Эти методы получили широкое распространение. К ним относят методы определения пористости по ПС, проницаемости по коэффициенту увеличения сопротивления и др.

3. Косвенные методы. При помощи этих методов первоначально по геофизической величине определяют вспомогательный параметр, а потом через него переходят к интересующему нас емкостно-фильтрационному свойству.

Например, при гамма-гамма-каротаже непосредственно определяют плотность пласта, затем от плотности, исходя из общеизвестных соотношений, переходят к определению пористости пород. К косвенным методам можно также отнести определение пористости и проницаемости по глинистости, оцениваемой по гамма-каротажу и ПС.

Зависимости, полученные эмпирическими и косвенными методами, являются статистическими и устанавливаются конкретно для отдельного пласта или группы однотипных пластов площади или района.

3.1.1 Определение пористости пород по данным каротажа

Пористость по результатам геофизических исследований скважин рассчитывают на основании данных электрокаротажа - по методу сопротивления, а также по диаграммам радиоактивного каротажа (нейтронного и гамма - гамма - каротажа).

Для определения объема трещинных и кавернозных коллекторов практикуется совместное изучение диаграмм электрического и радиоактивного каротажа. На сегодня более точным методом оценки пористости является акустический каротаж.

3.1.2 Удельное сопротивление пород.

Горная порода состоит из минерального скелета и жидкости, заполняющей поры породы. Минералы, составляющие горные породы не проводят электрический ток, поэтому удельное сопротивление пород прямо пропорционально удельному сопротивлению жидкости, содержащейся в порах породы.

Удельное сопротивление водных растворов солей определяется концентрацией и химическим составом солей в растворе, а также его температурой. Электропроводность раствора нескольких солей приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из них в отдельности.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений от 70 до 95% от общего количества растворенных солей составляет хлористый натрий (NaCl). При определении сопротивления пластовых вод для приближенных расчетов допускается, что в растворе содержится только соль хлористого натрия.

С повышением температуры на 1° С сопротивление водных растворов снижается на 2%.

Удельное сопротивление горных пород изменяется в зависимости от изменения температуры в тех же пределах, что и для водных растворов. С увеличением глубины по мере увеличения температуры сопротивление пород снижается.

Удельное сопротивление породы $\rho_{вп}$, поры которой полностью насыщены водой, зависит от удельного сопротивления воды ρ_b , заполняющей поры породы, ее количества, определяемого пористостью породы k_p , а также от распределения пор в породе, характеризуемого коэффициентом F;

$$\rho_{вп} = f(\rho_b, k_p, F) \quad (3.1.2.1)$$

Для исключения влияния удельного сопротивления пластовой воды ρ_b для породы, поры которой полностью заполнены водой, принято вместо удельного сопротивления породы $\rho_{вп}$ рассматривать отношение

$$P = \rho_{вп} / \rho_b \quad (3.1.2.2)$$

называемое коэффициентом относительного сопротивления (или относительным сопротивлением).

Количество воды в породе определяется коэффициентом пористости, а ее распределение по породе - формой порового пространства, тогда можно сказать, что относительное сопротивление зависит от пористости породы и

формы порового пространства. По величине относительного сопротивления оценивается пористость породы.

Удельное сопротивление глинистых пород. При определении коэффициента относительного сопротивления R согласно формуле (3.1.2.2) сделано допущение, что относительное сопротивление не зависит от минерализации воды, насыщающей поры породы.

Это справедливо для широкого диапазона изменения минерализации воды, насыщающей неглинистые песчаные и карбонатные пласти. При малой минерализации воды пропорциональность между удельным сопротивлением породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением пластовой воды ρ_v нарушается из-за влияния эффекта поверхностной проводимости.

Поверхностная проводимость обусловлена электрической проводимостью двойного слоя ионов, образующегося на поверхности частиц зерен, слагающих горную породу. Поверхностная проводимость тем больше, чем больше удельная поверхность породы.

Наибольшая поверхностная проводимость наблюдается для глинистых пород (глины, аргиллиты и др.), в глинистых песчаниках и других глинистых породах. Поверхностная проводимость в этих породах начинает сильно сказываться уже при малой минерализации воды, насыщающей породу. Это приводит к несоответствию между ростом удельных сопротивлений воды и породы, к несоответствию относительного сопротивления глинистых пород по сравнению с аналогичными неглинистыми породами. Занижение относительного сопротивления в глинах наблюдается при сопротивлении пластовых вод более 0,4 ом·м. Для неглинистых песков заметное снижение относительного сопротивления наблюдается при сопротивлении пластовых вод более нескольких ом метров. В связи с этим в качестве характерного значения относительного сопротивления принято «предельное» значение R_n , получаемое при высокой минерализации заполняющей породу воды. Последнее особенно важно для пород, содержащих глинистый материал.

Удельное сопротивление пород различных типов. Поры по своему происхождению могут быть межзерновыми, образовавшимися одновременно с самой породой в процессе осадконакопления и формирования осадков, и трещинными или кавернозными, возникшими в последующие стадии преобразования породы, в процессе диагенеза, кристаллизации, тектонических, эрозионных и биогенных процессов.

На рис 3.1.2.1 показаны различные типы пористости в породе и характер расположения составляющих породу частиц.

Для несцементированных пород с межзерновой пористостью (песков, алевролитов, глин), обладающих сравнительно простой формой пор, относительное сопротивление имеет небольшое значение и более тесно связано с пористостью (рис.3.1.2.1 а).

Сцементированные породы обладают более сложной формой порового пространства, меньшей пористостью и характеризуются значительно более высокими относительными сопротивлениями (рис. 3.1.2.1 б).

Еще более сложная форма пор и меньшая пористость встречается в породах с жестким минеральным скелетом, поровое пространство которых представлено пустотами различного происхождения. К таким породам относятся большинство химических и биохимических пород (известняки, доломиты, ангидриты, гипсы и т.п.), метаморфизованные осадочные породы и др. Относительные и удельные сопротивления таких пород высокие и резко изменяются по разрезу и площади при сравнительно малом изменении характера породы (рис.3.1.2.1 в).

Большое влияние на удельное сопротивление горных пород оказывает наличие в них трещин (рис.3.1.2.1 г). Трещина, заполненная электролитом, представляет для тока, текущего по направлению ее простирания, значительно меньшее сопротивление, чем сопротивление порового пространства породы такого же объема.

Электропроводность σ_t трещиноватой породы равна

$$\sigma_t = 2k_{\Pi_t} / 3\varrho_b \quad (3.1.2.3),$$

где $k_{\text{п}} - \text{объем трещин в долях от объема породы (трещинная пористость);}$

$Q_{\text{в}} - \text{удельное сопротивление заполняющей трещины жидкости.}$

Такое свойство трещиноватых пород используется в ряде случаев для выделения трещиноватой зоны по снижению сопротивления на диаграмме электрического каротажа.

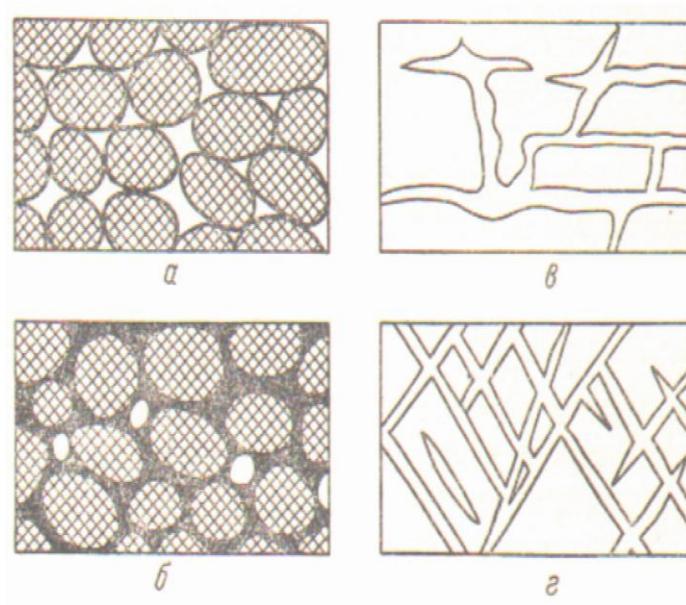


Рис.3.1.2.1 Различные типы пор в породе.

а- хорошо отсортированная порода высокой пористости; б- хорошо отсортированная порода, пористость уменьшена за счет отложения цементной массы в поровом пространстве; в- порода кавернозная, ставшая пористой вследствие растворения; г-порода трещиноватая, ставшая пористой вследствие трещиноватости.

3.1.3 Зависимость относительного сопротивления от пористости.

Расчеты экспериментальных исследований показывают, что относительное сопротивление пород может быть выражено через пористость $k_{\text{п}}$ следующим образом:

$$P = a / k_{\text{п}}^m \quad (3.1.3.1),$$

где a – некоторая постоянная; m - показатель степени пористости.

На практике по результатам экспериментальных исследований образцов пород наряду с формулами широко пользуются кривыми зависимости относительного сопротивления P от пористости $k_{\text{п}}$. На (рис.3.1.3.1) показаны некоторые из таких кривых.

На приведенных кривых видно, что из-за влияния формы порового пространства статистическая связь между относительным сопротивлением и

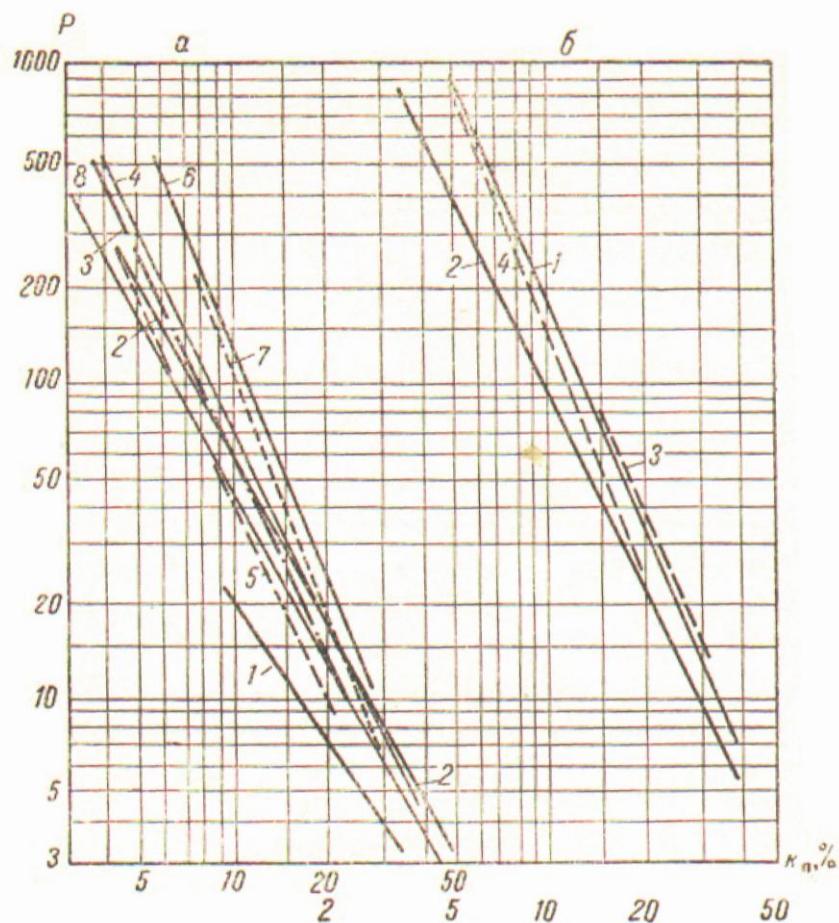


Рис. 3.1.3.1 Кривые зависимости относительного сопротивления P от пористости k_n .
 а-песчано-алевритовые породы; 1-пески (по Л.А. Горбенко), 2-песчаники девона Куйбышевской области (по Н.Я. Качуриной), 3-песчаники башкирских месторождений (по Н.О. Тиц), 4-песчаники девона Саратовского Поволжья (по И.Е. Эйдману), песчаники и алевролиты девона (по В.Н. Дахнову), 6-песчаники грозденских месторождений (по А.М. Нечаю), 7-песчаники девона Западной Башкирии, 8-песчаники палеогена Краснодарского края (по В.Н. Кобрановой); б-карбонатные породы: 1-известняки карбона Саратовского Поволжья (по И.Е. Эйдману), 2-известняки башкирского яруса Куйбышевской области (по Н.Я. Качуриной), 3-известняки Казахстана (по Л.А. Сигал), 4-данные Арчи.

пористостью неоднозначна. Неравномерность сечения каналов, их извилистость, наличие в породе несобщающихся каверн, тупиков и разрывов приводят при прочих равных условиях к увеличению относительного сопротивления P .

Определение относительного сопротивления. Существуют различные способы определения относительного сопротивления.

Когда поры неглинистой породы полностью заполнены водой, для определения относительного сопротивления P достаточно знать удельные сопротивления пласта $\rho_{\text{пп}}$ и пластовой воды ρ_b , заполняющей поры при температуре пласта. Определение $\rho_{\text{пп}}$ производят обычно при помощи бокового каротажного зондирования (БКЗ), бокового или индукционного каротажа и др. методами.

Сопротивление воды, насыщающей пласт, чаще всего находят по данным о минерализации пластовых вод, полученных путем отбора жидкости из пласта. Определение относительного сопротивления водоносного или нефтенасыщенного пласта производят по удельным сопротивлениям зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ и фильтрата раствора ρ_ϕ . Относительное сопротивление при этом равно

$$P = \rho_{\text{зп}} / \rho_\phi \quad (3.1.3.1)$$

Для определения $\rho_{\text{зп}}$ используют измерения, полученные малыми градиент-зондами ($\Delta O=0,5 \div 1,0$ м), а также при помощи микрокаротажа. Данные микрокаротажа и особенно микробокового каротажа полезны при небольшой толщине глинистой корки и малом удельном сопротивлении промытой зоны, что имеет место в хорошо проницаемых пластах. Основным условием надежности определения $\rho_{\text{зп}}$ является значительная глубина проникновения раствора в пласт, свыше двух диаметров скважины ($D>2d$). При большей глубине проникновения раствора в пласт определение $\rho_{\text{зп}}$ производят по левой кривой БКЗ [11, 7, 14].

Глинистые коллекторы. В коллекторах, содержащих глинистый материал (глинистых песчаниках), относительное сопротивление зависит от минерализации воды, заполняющей поры породы (фильтрата и пластовой воды), и степени глинистости.

Для установления зависимости между относительными сопротивлением P и коэффициентом пористости k_p для глинистого песчаника используют данные об удельном сопротивлении промытой зоны $\rho_{\text{пп}}$ или зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$. Величины $\rho_{\text{пп}}$ или $\rho_{\text{зп}}$ находят по результатам измерений малым зондом или

зондом микробокового каротажа и вычисляют кажущееся относительное сопротивление $\mathbf{Q}_k = \mathbf{Q}_{зп}/\mathbf{Q}_\phi$, где \mathbf{Q}_ϕ удельное сопротивление фильтрата бурового раствора.

Удельное сопротивление глинистого коллектора при 100% -ной его водонасыщенности, определяется приближенно произведением ($P_k \cdot \mathbf{Q}_{вк}$).

Соответственно предельное относительное сопротивление для глинистых коллекторов

$$P_{\pi} = \mathbf{Q}_{вп}/\mathbf{Q}_v \quad (3.1.3.2)$$

или

$$P_{\pi} = P_k \mathbf{Q}_{вк}/\mathbf{Q}_v \quad (3.1.3.3)$$

Для установления зависимости между кажущимся относительным сопротивлением P_k и пористостью k_p вводится поправка на глинистость. Величина поправки возрастает с увеличением глинистости коллектора и с уменьшением удельного сопротивления воды. Эта поправка может быть определена по кривой ПС или по данным анализа кернов.

3.1.4 Определение пористости по ПС

Физические предпосылки определения пористости по ПС основаны на том, что диффузионно-адсорбционные потенциалы и пористость породы связаны с ее глинистостью. В связи с этим возможность применения кривых ПС для оценки пористости определяется следующими факторами.

1. Наличием связи между амплитудами аномалий ПС и количественным содержанием в породе зерен пелитовой фракции. Устойчивость минералогического состава породы и ее цемента ведет к уменьшению погрешностей оценки коэффициента диффузионно-адсорбционной э.д.с. и является одним из условий определения пористости по ПС.
2. Наличием связи между пористостью изучаемых пород и содержанием цементирующего глинистого материала. Основным фактором, влияющим на пористость и величину диффузионно-адсорбционных потенциалов, является глинистый цемент, заполняющий часть порового пространства и

определяющий косвенную связь между амплитудами аномалий ПС и пористостью. На глубинах уплотнение породы, сопровождающееся уменьшением ее пористости, происходит за счет деформации глинистого цемента.

3. Высокой и слабо изменяющейся по разрезу и площади минерализацией пластовых вод.

В качестве коэффициента ПС могут быть использованы: относительная амплитуда отклонения кривой ПС $A_{ПС}$ или амплитуда отклонения кривой ПС, приведенная к пласту бесконечно большой мощности и к определенному сопротивлению бурового раствора (обычно 1 ом·м).

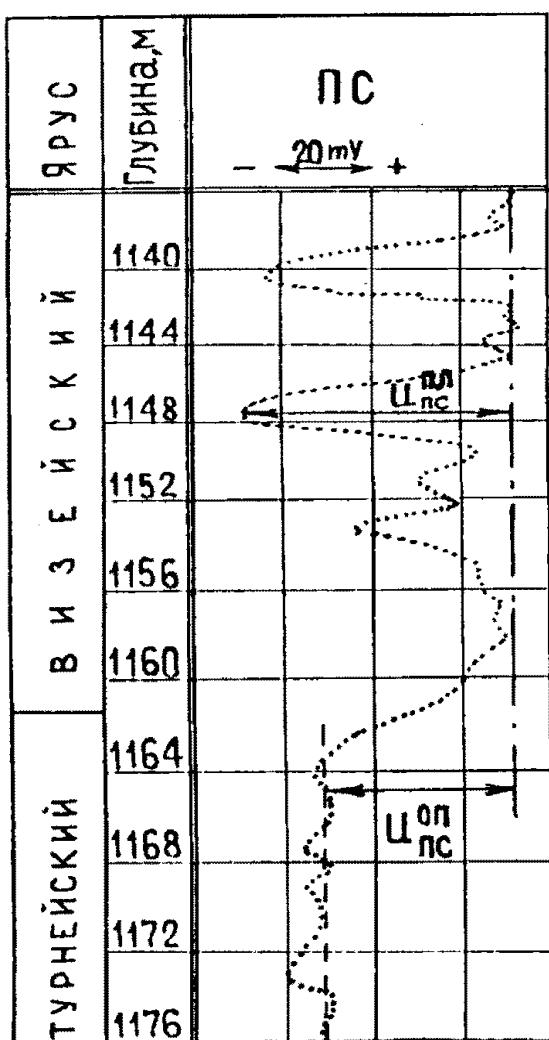


Рис. 3.1.4.1. Кривая ПС в терригенных отложениях визейского яруса:
 ----- – кривая ПС в турнейских известняках,
 —— —— —— – линия «чистых» глин

В терригенных отложениях Поволжья Кп определяют по кривой ПС методом двух опорных горизонтов, в качестве которых выбираются глинистые породы, например малиновского надгоризонта, и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки), например турнейского яруса. Для определения пористости используется относительная величина амплитуды ПС $A_{ПС}$ (рис. 3.1.4.1).

На рис. 3.1.4.2 Прикумский комплекс нижнемеловых отложений представлен песчано-глинистыми породами, почти лишенными карбонатного материала. По данным литолого-петрографических исследований ухудшение коллекторских свойств пластов обусловлено, главным образом, цементацией поровых каналов глинистым материалом однородного минералогического состава.

Химический состав вод нижнемеловых пород характеризуется высокой минерализацией (3600-3800 мг-экв/л), постоянством концентрации и солевого состава по разрезу и площади.

В разрезе нижнемеловых отложений имеются мощные песчаные пласти, против которых наблюдаются выдержаные амплитуды аномалий ПС. Эти пласти используются в качестве опорных для определения относительной амплитуды ПС.

Проводилась увязка кернов с кривыми ПС путем построения литологических колонок по всем скважинам и сопоставления их с геофизическим материалом.

Между пористостью и параметром $A_{ПС}$ наблюдается коррелятивная связь со значительным разбросом точек (рис. 3.1.4.2). Эта связь ослабевает с возрастанием и уменьшением коэффициента пористости, что приводит к невозможности использования этого параметра для количественных определений при пористости пород. Кривая зависимости $A_{ПС} = f(k_n)$, рассчитанная способом последовательных приближений в интервале изменения пористости от 12 до 20,3: ($A_{ПС}=0,45 \div 0,83$), с достаточной степенью точности удовлетворяет уравнению вида

$$A_{\text{ПС}} = 0,052k_{\text{п}} - 0,24 \quad (3.1.4.1)$$

где $k_{\text{п}}$ -коэффициент открытой пористости.

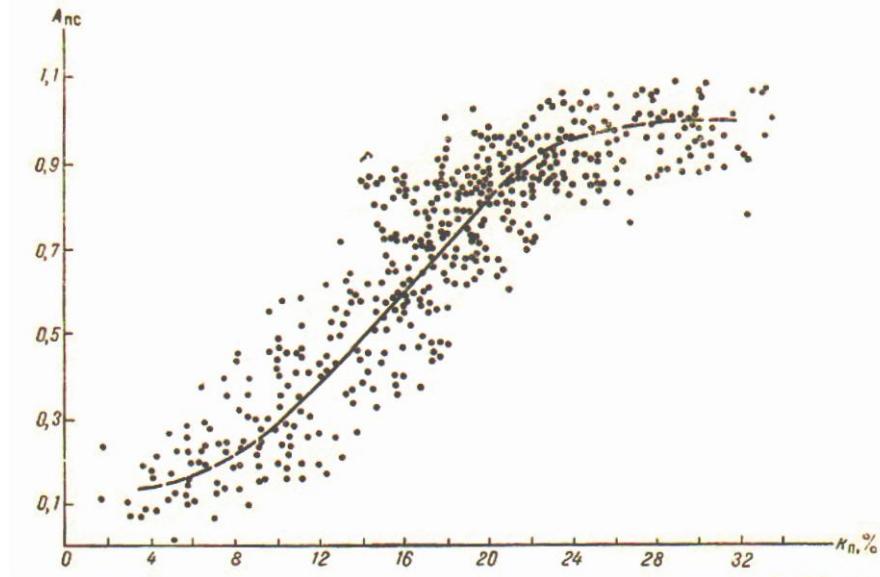


Рис.3.1.4.2 График зависимости относительной амплитуды аномалий ПС $A_{\text{ПС}}$ от пористости $k_{\text{п}}$ для нижнемеловых отложений Прикумской равнины.

В качестве примера рассмотрим расчет относительной амплитуды аномалии ПС ПС ($\alpha_{\text{пс}}$) на Тевлинско-Русскинском месторождении [15]. Продуктивные залежи установлены в нижне-среднеюрском, верхнеюрском, верхнеберриас-нижневаланжинском и верхневаланжинском нефтегазоносном комплексах. Коллекторы сложены терригенными отложениями, представлены глинистыми песчаниками.

На уровне максимальных показаний на кривой ПС, соответствующих глинам, проводилась условная нулевая линия глин. От этой линии отсчитывалась величина наблюдённой аномалии ΔU_{nc} для всех исследуемых пластов-коллекторов. Для одиночных пластов-коллекторов ограниченной толщины в наблюденную амплитуду ΔU_{nc} вводились поправки за вмещающие породы и удельное сопротивление пласта по палеткам. Вследствие того, что определение D/d и ρ_{3n} в маломощных пропластках невозможно, влияние зоны проникновения не учитывалось. Параметры, необходимые для выбора палеток, определялись по данным электрометрии.

В практике подсчета запасов нефти и газа для определения фильтрационно-емкостных свойств пород используется относительная амплитуда ПС, представляющая собой отношение амплитуды ПС в исследуемом пласте к амплитуде ПС в опорном пласте:

$$\alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{nc}^{max}}, \quad (3.1.4.2)$$

где ΔU_{nc} – наблюденная амплитуда ПС данного проницаемого интервала; ΔU_{nc}^{max} – амплитуда ПС против чистого водонасыщенного песчаника с максимальными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), который принимался за опорный пласт.

При расчете относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации для продуктивных пластов BC_{10}^{0-1} , BC_{10}^{2+3} , BC_{11-12} и ачимовской толщи Тевлинско-Русскинского месторождения в качестве опорного пласта использовался водонасыщенный коллектор с максимальной амплитудой ΔU_{nc}^{max} в пласте BC_8 , с учетом влияния пластовых температур и минерализаций и сопротивления фильтрата промывочной жидкости.

На Тевлинско-Русскинском месторождении в интервале юрских отложений отсутствуют выдержаные по разрезу опорные пласти, поэтому был применен расчетный способ определения ΔU_{nc}^{max} . При этом учитывалось влияние температуры и минерализации вод пластов YC_1 , YC_2 . Для определения максимальной амплитуды опорного пласта первоначально был рассчитан коэффициент потенциалов самопроизвольной поляризации (k_{nc}^{on}), как среднее значение по выборке скважин, по формуле:

$$k_{nc}^{on} = \frac{\Delta U_{nc}^{max}}{\lg \frac{\rho_\phi}{\rho_e}} ; \quad (3.1.4.3.)$$

где ΔU_{nc}^{max} – максимальное отклонение амплитуды ПС от линии глин;

ρ_ϕ – сопротивление фильтрата промывочной жидкости, оцениваемое по формуле: $\rho_\phi = 0.75 \rho_p$; ρ_e – удельное электрическое сопротивление воды пластов ЮС₁, ЮС₂, равное 0.085 Ом·м. Среднее значение k_{nc}^{on} для юрских продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения оказалось равным 67 мВ.

Таким образом, опорное значение ΔU_{nc}^{max} для интерпретируемой скважины рассчитывалось по формуле:

$$\Delta U_{nc} = 67 \cdot \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_e}. \quad (3.1.4.4)$$

3.1.5 Определение пористости пород по данным нейтронного каротажа

В тех случаях, когда порода не содержит глинистый материал, между водородосодержанием и пористостью, а следовательно, между показаниями нейтронного каротажа и пористостью существует тесная связь.

Для определения пористости по данным нейтронного каротажа используют различные зависимости показаний НГК, НК-Т, НК-Н от пористости [13].

Определение пористости производят при помощи палеточных кривых, составленных по данным измерений на моделях пластов. Модели пластов собираются из блоков пород, близких по своему литолого-петрографическому составу и пористости к породам, в которых определяют пористость по НГК. Кривые зависимости показаний НГК от пористости строят для заданных условий с учетом конструкции скважин (диаметра скважины, наличия обсадной колонны, цементного кольца за трубами и т.д.), толщины глинистой корки, минерализации бурового раствора, длины зонда, конструкции установки и др.

На рис (3.1.5.1) показаны кривые зависимости показаний НГК от пористости для карбонатных пластов в необсаженной скважине. Для интервала изменений пористости 5-25% показания НГК приблизительно обратно пропорциональны логарифму пористости. На остальных интервалах

зависимость между показаниями НГК и пористостью является более сложной, а для пород с пористостью более 25% - неблагоприятной (малым значениям показаний НГК соответствуют значительные изменения пористости).

Рассматриваемый график построен для аппаратуры определенного типа и большого зонда длиной 60 см. Для аппаратуры иного типа и другой длины зонда зависимость между показаниями НГК и пористостью изменится.

Показания НГК зависят от литологии пород, диаметра скважины, минерализации бурового раствора и пластовой воды и др., следовательно, для определения пористости по показаниям НГК должен быть составлен набор кривых, учитывающих перечисленные факторы.

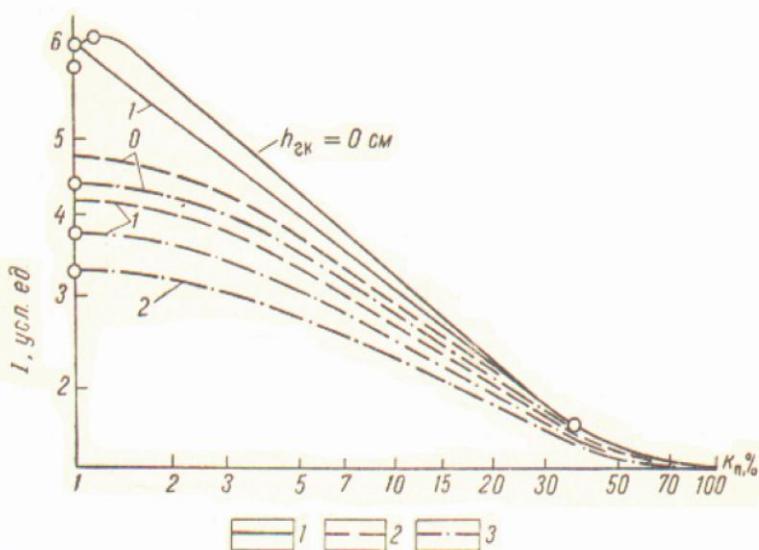


Рис.3.1.5.1 Кривые зависимости показаний в условных единицах НГК от пористости для карбонатных пластов в необсаженной скважине (по Н.К. Кухаренко и Я.Н. Басину).

Заполнение скважины - пресный буровой раствор; прибор НГК; $L_3=60\text{ см}$.
Шифр кривых - толщина глинистой корки в см. 1- $d = 194\text{ мм}$; 2- $d = 242\text{ мм}$; 3- $d = 292\text{ мм}$.

Метод НК. Нейтронный каротаж (НК) является одним из массовых методов геофизических исследований скважин.

Например, диаграммами НК в варианте нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (ННК-Т) охарактеризована большая часть разреза Тевлинско-Русскинского месторождения. Запись кривых нейтронного метода

производилась однозондовой аппаратурой ДРСТ-3-90 с длиной зонда 50 см и двухзондовой аппаратурой РК-4 и РКС-3М с длиной большого зонда также 50 см. В единичных скважинах присутствует запись объемного водородосодержания (W_b).

Методика стандартизации кривых НК сводится к нижеследующему. По каждой скважине с записью НК в интервале пластов БС, как наиболее выдержаных, рассчитывались статистические величины: среднее арифметическое значение метода $J_{hk,sp}$ и среднее квадратичное отклонение σ_{sp} метода по формулам (3.1.5.1, 3.1.5.2):

$$J_{hk,sp} = \sum_{i=1}^n \frac{J_{hki}}{n}, \quad (3.1.5.1);$$

$$\sigma_{sp} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (J_{hki} - J_{hk,sp})^2}{n}}, \quad (3.1.5.2),$$

где $J_{hk,sp}$ – среднеарифметическое значение метода НК, J_{hki} – показания метода в i -ой точке разреза, σ_{sp} – среднее квадратичное отклонение НК, n – число точек, участвующих в расчете.

Аналогичные величины рассчитаны и в эталонной скважине $J_{hk,sp}^{\text{эт}}$ и $\sigma_{sp}^{\text{эт}}$. С помощью этих статистических характеристик разреза показания метода в каждой скважине приводились к показаниям в эталонной скважине по формуле:

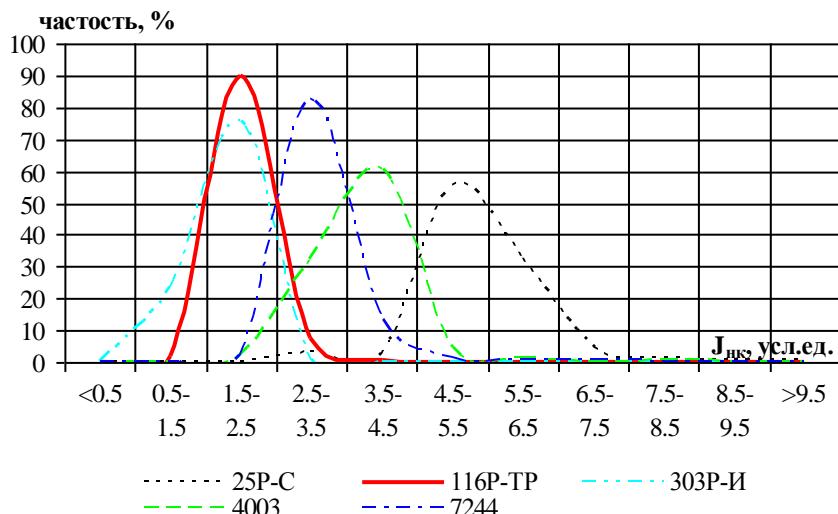
$$J_{hk,cm} = (J_{hki} - J_{hk,sp}) \cdot \frac{\sigma_{sp}^{\text{эт}}}{\sigma_{sp}} + J_{hk,sp}^{\text{эт}}, \quad (3.1.5.3)$$

где $J_{hk,sp}^{\text{эт}}$, $\sigma_{sp}^{\text{эт}}$ и $J_{hk,sp}$, σ_{sp} – статистические характеристики соответственно эталонного и стандартизируемого распределений, J_{hki} – показания в i -ой точке стандартизируемой диаграммы метода, $J_{hk,ct}$ – его стандартизированное значение.

В качестве эталонной скважины была выбрана скв.116Р-Т, где качество диаграммных материалов ННК-Т и W_b удовлетворяет технической инструкции.

Подобная стандартизация аналогична методу двух опорных пластов, т.е. она не изменяет характер распределения показаний метода, но ограничивает его диапазон согласно распределению в эталонной скважине. Это дает возможность использовать данную методику при отсутствии выдержаных по площади и свойствам опорных пластов. На рис. 3.1.5.2 на примере нескольких скважин показан механизм изменения распределений показаний метода НК.

а)



б)

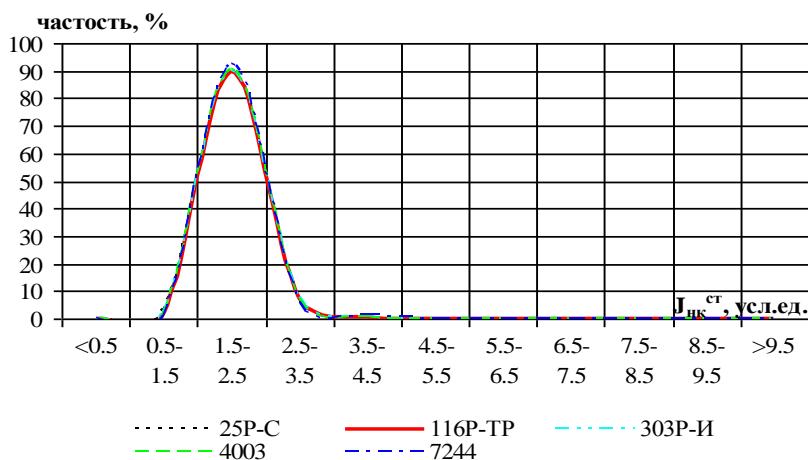


Рис. 3.1.5.2 Распределения показаний метода НК по скважинам Тевлинско-Русскинского месторождения:
а) до стандартизации; б) после стандартизации

По материалам эталонной скважины 116Р-Т между показаниями большого зонда НК и объемным водородосодержанием W_b получена зависимость, представленная на рис. 3.1.5.3. С помощью этой зависимости

для каждого пластопересечения рассчитывалось объемное водородосодержание W_B по значениям $J_{\text{нк.ст.}}$.

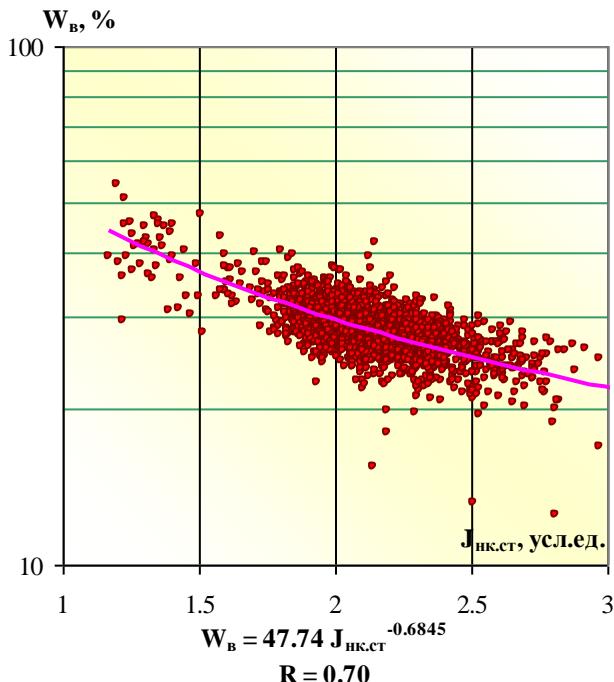


Рис. 3.1.5.3 Корреляционная зависимость объемного водородосодержания от стандартизированного значения нейтронного метода

Значение объемного водородосодержания пород-коллекторов можно выразить формулой:

$$W_B = K_n + \Delta W_B, \quad (3.1.5.4)$$

где K_n – коэффициент общей пористости породы, ΔW_B – поправка, зависящая от свойств породы, аппаратуры и условий проведения ГИС.

3.1.6 Определение глинистости по кривой гамма-каротажа.

Между глинистостью осадочных пород и их естественной гамма-активностью существует коррелятивная связь - с увеличением глинистости гамма-активность увеличивается. Эта закономерность сохраняется, если в породах отсутствуют значительные включения акцессорных минералов (глауконит, монацит, циркон, гранат и др. высокорадиоактивные минералы).

Для определения K_p по ГК используют зависимость $\Delta J\gamma = f(K_p)$ для изучаемого месторождения (рис. 3.1.6.1).

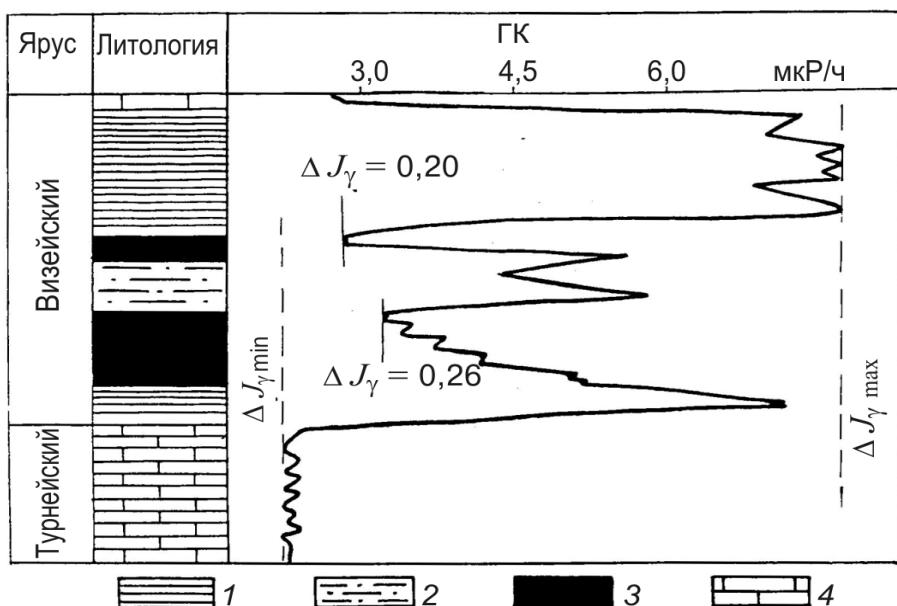


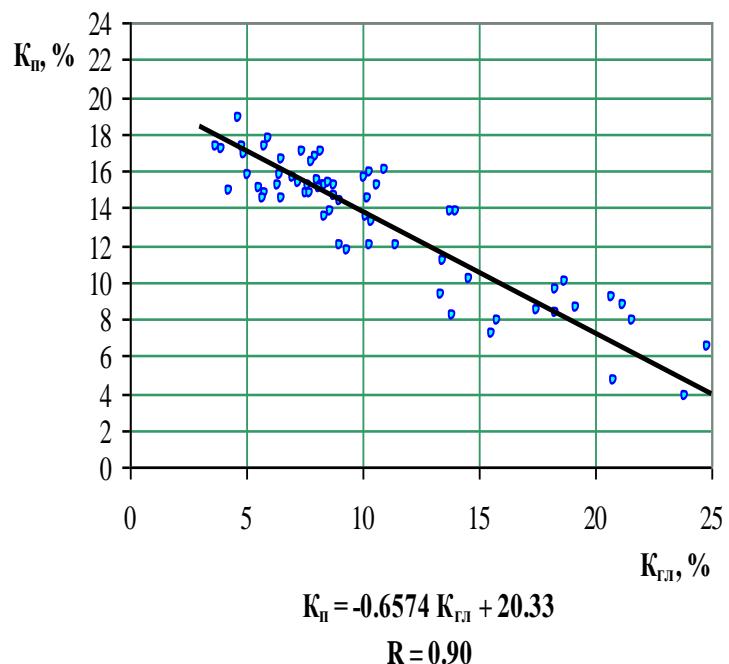
Рис. 3.1.6.1. Расчет $\Delta J\gamma$ по диаграмме ГК: 1 – глина, 2 – алевролит, 3 – коллектор, 4 – известняк

Метод ГК. Метод ГК, аналогично методу ПС, проведен практически во всех скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения является наиболее массовым методом исследования скважин. Определение коэффициентов пористости по диаграммам метода ГК проводилось только для пластов ЮС₁, ЮС₂.

Пласти ЮС₁ и ЮС₂. Петрофизическую основу определения K_p по ГМ составляют корреляционные зависимости коэффициента пористости от коэффициента объемной глинистости, относительного значения гамма-метода от коэффициента глинистости. На рис. 3.1.6.2 представлены зависимости $K_p = f(K_{gl})$ и $J\gamma_{отн} = f(K_{gl}^{ kern })$ для пласта ЮС₁. Для отложений ЮС₂ недостаточно данных гранулометрического состава для построения подобных зависимостей.

Для освобождения геофизических параметров, в частности, естественной гамма-активности $J\gamma$ от влияния ошибок в масштабах записи и сдвигов нуля рекомендуется использовать их относительные параметры.

а)



б)

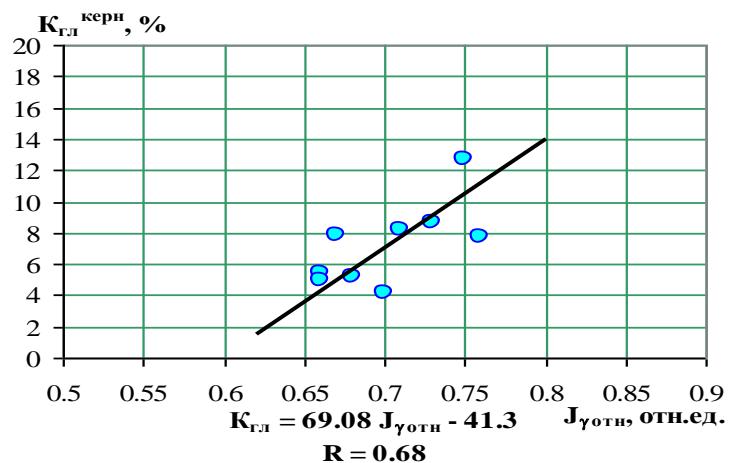
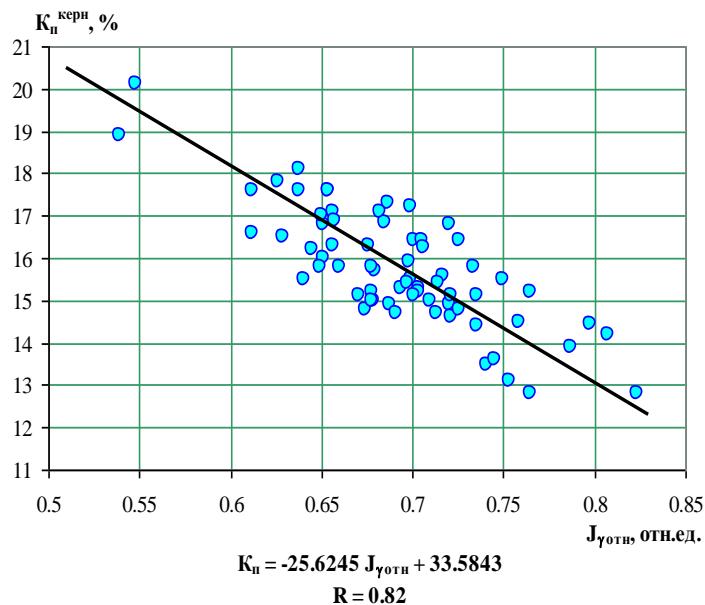


Рис. 3.1.6.2 Корреляционная зависимость коэффициента пористости от коэффициента объемной глинистости
 а) и сопоставление $J_{\gamma отн}$ с $K_{гл керн}$ б)
 для пласта ЮС₁ Тевлинско-Русскинского месторождения

Поскольку в разрезе васюганской и тюменской свит Тевлинско-Русскинского месторождения отсутствует выдержаный по площади низкопористый плотный пласт, необходимый для расчета двойного разностного параметра показаний гамма-метода, то при построении зависимостей $K_{пп}=f(J_{\gamma})$ для коллекторов пластов ЮС₁ и ЮС₂ (рис. 3.1.6.3) использовались показания

a)



б)

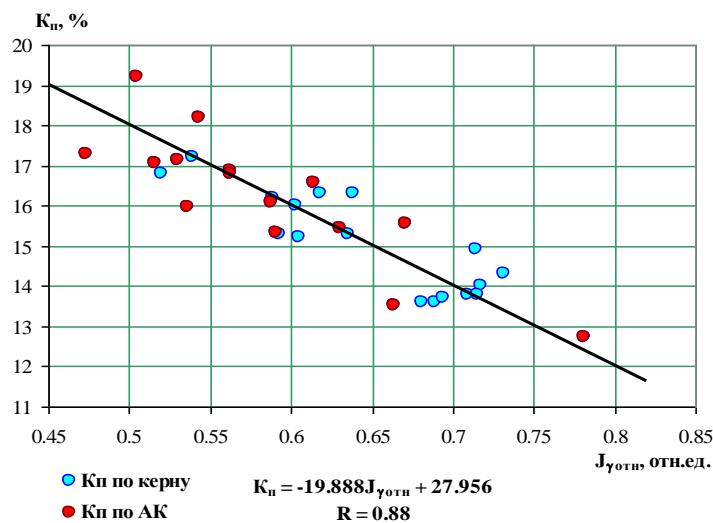


Рис. 3.1.6.3 Зависимости коэффициентов пористости от относительных значений ГМ: а) пласт YOC₁; б) пласт YOC₂

ГМ в относительных единицах по одному опорному пласту:

$$J_{\gamma\text{OTH}} = \frac{J_{\gamma}^x}{J_{\gamma\text{on}}}, \quad (3.1.6.1)$$

где J_{γ}^x и $J_{\gamma \text{ оп}}$ – значения ГМ соответственно против интерпретируемых пластов и опорного глинистого пласта.

Для отложений ЮС₁ и ЮС₂ за опорный глинистый пласт принята мощная пачка не размытых аргиллитов, залегающих над пластом ЮС₂.

Для продуктивного горизонта ЮС₂ зависимость $K_p^{\text{ГК}}=f(J_{\gamma \text{ отн}})$ была дополнена пластопересечениями, в которых рассчитывался K_p по АК, так как данных керна было недостаточно для получения значимой связи.

Как уже сказано было выше, между глинистостью осадочных пород и их естественной гамма-активностью существует коррелятивная связь – с увеличением глинистости гамма-активность закономерно увеличивается. Эта закономерность сохраняется, если в породах отсутствуют значительные примеси глауконитовых, монацитовых, карнотитовых и других высокорадиоактивных примесей [4]. К таким примесям могут быть также отнесены повышенные содержания органического углерода и рыбные остатки, отмечаемые в палеогеновых отложениях Предкавказья.

С этой точки зрения отложения белой, керестинской свиты и палеоценовые Восточного Предкавказья отвечают основным требованиям для определения глинистости по данным гамма-каротажа.

Для сопоставления глинистости с данными гамма-каротажа была использована относительная величина гамма-активности $A_{\gamma \text{ отн}}$.

В разрезе палеогеновых отложений в качестве породы с I_{\max} при 100%-ной глинистости можно использовать пласт R-ε_{c1}, который представлен аргиллитами (глинистость 97-100% при среднем значении 98%); мощность этого пласта изменяется в пределах 10-20 м, пласт литологически однороден, увеличение диаметра против него равно 28-30 см (рис. 3.1.6.4).

В разрезе палеогеновых отложений отсутствует неглинистый песчаный пласт, поэтому в качестве пласта с минимальной глинистостью I_{\min} были использованы известняки керестинской свиты со средней глинистостью 18%.

Имея величины I_{\max} I_{\min} на кривой гамма-каротажа против пласта, исправленные за изменение диаметра скважины, определяем относительное значение гамма-активности $A_{\gamma \text{ от}}$ по формуле

$$A_{\gamma \text{ от}} = (I - I_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min}) \quad (3.1.6.2)$$

В рассматриваемом примере изменение диаметра скважины, согласно кавернограмме, отмечено только против глинистого пласта $R - \varepsilon_{c1}$, для которого и вводилась соответствующая поправка.

По данным анализов керна было установлено, что исследуемые породы содержат в основном карбонатный «С» и тонкодисперсный «П» материал. В качестве параметра характеризующего глинистость, принималось весовое содержание фракции размерностью $< 0,01$ мм или разность между общим весом образца и карбонатностью, выраженной в процентах.

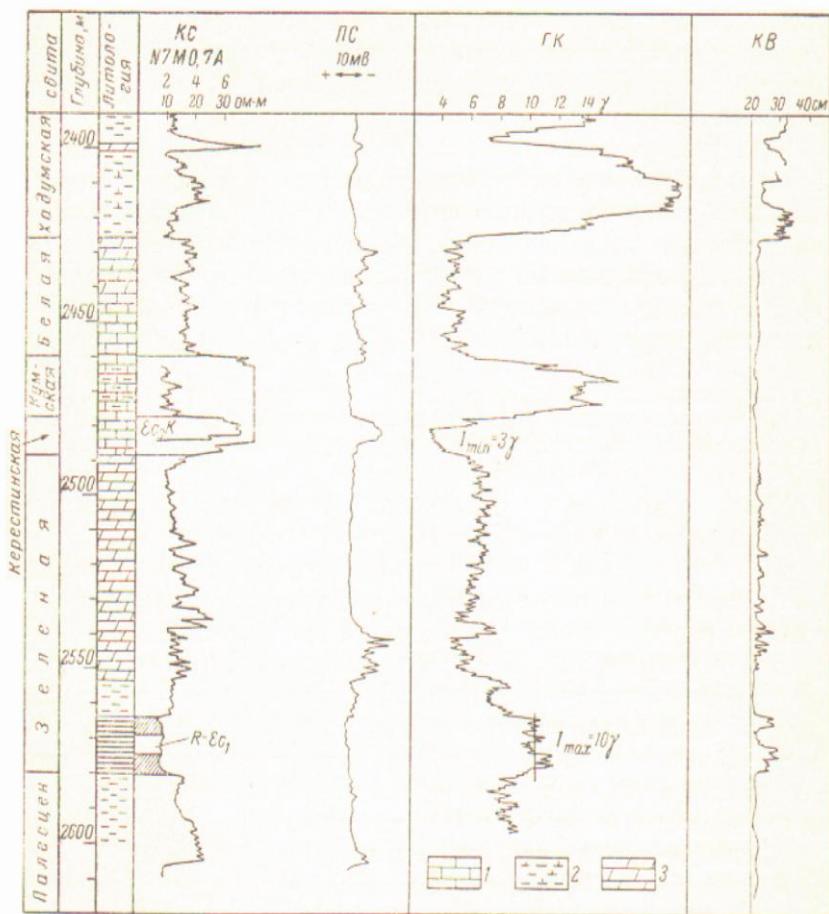


Рис 3.1.6.4 Пример интерпретации кривой гамма-каротажа
1 - известняк глинистый, 2-глина карбонатная, 3-мергель

Показания гамма - каротажа, измеренные на исследуемой площади в скважинах, не обсаженных колонной, пересчитаны по формуле (3.1.6.3) и сопоставлены с глинистостью по 30 керновым определениям (рис. 3.1.6.2).

Статистическая зависимость, установленная между $A_{\gamma \text{ от}}$ и глинистостью палеогеновых отложений Восточного Предкавказья, в аналитической форме выражается уравнением:

$$A_{\gamma \text{ от}} = 0,0125 PI - 0,236. \quad (3.1.6.3).$$

Коэффициент корреляции полученной зависимости равен 0,865, что свидетельствует о достаточно тесной связи между двумя параметрами.

Согласно выполненным расчетам максимальная относительная погрешность в определении глинистости по величине $A_{\gamma \text{ от}}$ при помощи уравнения (3.1.6.3) или графика (рис 3.1.6.2) составляет 18-20%.

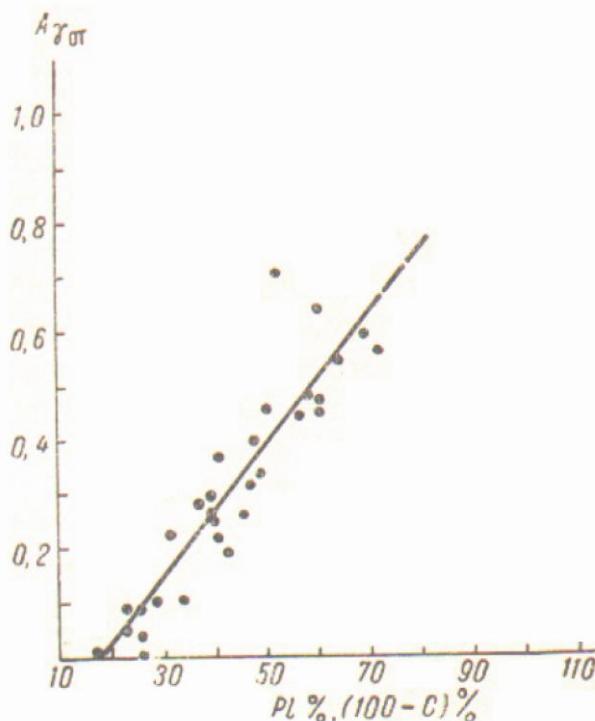


Рис. 3.1.6.2 Зависимость относительного параметра ГК $A_{\gamma \text{ от}}$ от глинистости (по Л.Ю. Анисимову)

4.1 Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов и оценка их нефтегазонасыщенности

4.1.1 Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов

Для выделения в разрезе скважин нефтеносных и газоносных пластов из общего числа коллекторов и оценки их нефтегазонасыщенности используют комплексные данные геофизических, геохимических и геологических исследований.

Удельное сопротивление нефтегазоносного пласта.

Удельное сопротивление нефтегазоносного пласта зависит от процентного содержания в порах породы нефти или газа и воды (коэффициента нефте- и газонасыщения), минерализации пластовых вод, пористости породы, структуры порового пространства и т.п.

Удельное сопротивление нефтегазоносных пород при прочих одинаковых условиях пропорционально удельному сопротивлению пластовой воды, насыщающей породу. Поэтому удельное сопротивление нефтегазоносного пласта не отражает степень его нефтегазонасыщения. Породы, обладающие различной нефтегазонасыщенностью, могут характеризоваться одинаковыми, а при одной и той же нефтегазонасыщенности - разными сопротивлениями.

Для полного или частичного исключения различных факторов (минерализация пластовых вод, пористость и структура порового пространства), влияющих на величину удельного сопротивления нефтегазоносных пород, вместо удельного сопротивления рассматривают отношение сопротивления нефтегазоносного пласта $\rho_{нг}$ (поры которого заполнены нефтью или газом или остаточной водой) к сопротивлению этого же пласта при 100%-ном заполнении его пор водой той же минерализации и температуры $\rho_{вп}$. Отношение

$$Q = \rho_{нг} / \rho_{вп} \quad (4.1.1.1)$$

называют коэффициентом увеличения сопротивления, показывающим, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водоносного коллектора при частичном насыщении объема его пор нефтью или газом.

Между коэффициентом увеличения сопротивления Q и коэффициентом водонасыщенности k_v существует обратная степенная зависимость:

$$Q=1/k_v^n, \quad (4.1.1.2)$$

где k_v -коэффициент водонасыщенности, равный отношению объема пустот, заполненных водой, к общему объему пустотного пространства породы; n -показатель степени водонасыщенности, зависящей от литолого-петрографического характера пород и свойств нефти и воды; показатель степени n может изменяться в пределах 1,73-4,33 (среднее значение 2,15).

Коэффициент нефтегазонасыщенности k_{ng} равен отношению объема пустот, заполненных нефтью и газом, к объему пустотного пространства породы. Если считать, что весь объем пор равен единице, то сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности равна $k_{ng} + k_v = 1$, следовательно,

$$Q=1/(1-k_{ng})^n. \quad (4.1.1.3)$$

Таким образом, по величине коэффициента увеличения сопротивления Q можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности пласта k_{ng} .

Коэффициент увеличения сопротивления пласта зависит от степени нефтегазонасыщенности пласта и характера распределения в нем воды, нефти и газа и, следовательно, определяется структурой порового пространства, литолого-петрографическими и физико-химическими свойствами пластовой жидкости.

Если частицы воды, находящиеся в пласте, представляют собой связанную систему, коэффициент увеличения сопротивления Q будет минимальным. При разобщении между собой частиц воды в порах породы коэффициент увеличения сопротивления возрастает. При увеличении глинистости пород происходит снижение коэффициента увеличения сопротивления и соответственно показателя степени водонасыщенности n .

4.1.2 Оценка нефтенасыщенности продуктивных пластов

Для высокопористых неглинистых и слабо сцементированных песчаников задача выделения нефтегазоносных пластов методом сопротивления решается относительно легко [4].

Гранулярный коллектор, поры которого частично или полностью заполнены нефтью или газом, обладает повышенными или даже высокими сопротивлениями, а при насыщении его высокоминерализованной водой - низким сопротивлением. Этот признак широко используется при выделении нефтегазоносных пластов в эксплуатационных хорошо изученных районах, где продуктивные пластины представлены песчаными неглинистыми коллекторами.

О нефтегазоносности пласта судят по коэффициенту увеличения сопротивления Q согласно выражению (4.1.1.1).

Если коэффициент увеличения сопротивления Q больше единицы, то это указывает на нефтегазонасыщенность пласта; чем больше значение Q , тем выше нефтегазонасыщенность пласта.

Необходимо для вычисления коэффициента увеличения сопротивления определить удельное сопротивление нефтегазоносного пласта $Q_{нг}$ и удельное сопротивление этого же пласта $Q_{вп}$ при полном заполнении его пор пластовой водой при одинаковой температуре. Удельное сопротивление нефтегазоносного пласта $Q_{нг}$ определяют обычно по боковому каротажному зондированию, боковому или индукционному каротажу.

Если пласт в пределах изучаемого месторождения литологически однороден и минерализация воды, его насыщающей (обычно высокая) и мало меняется по площади, то определение удельного сопротивления полностью заполненного водой пласта упрощается. За удельное сопротивление такого пласта принимают среднее сопротивление пласта, установленное по боковому каротажному зондированию или индукционному каротажу в законтурных скважинах или в зоне полного обводнения пласта.

Удельное сопротивление пласта при 100%-ной водонасыщенности можно рассчитать по формулам (3.1.2.2), (3.1.3.1); если известны удельное

сопротивление пластовой воды Q_B , приведенное к температуре пласта, а также пористость k_n или его относительное сопротивление P , то:

$$Q_{Bn} = \alpha Q_B / k_n^m = P Q_B \quad (4.1.2.1)$$

Пористость определяют по результатам анализа керна или по данным каротажа.

Для вычисления удельного сопротивления водоносного пласта пользуются удельными сопротивлениями, полученными в лаборатории на образцах керна.

Зависимость $Q = f [k_B (k_{nG})]$ согласно выражениям (4.1.1.2), (4.1.1.3) принято изображать в двойном логарифмическом масштабе, причем по оси ординат откладывают логарифмы коэффициента увеличения сопротивления ($\lg Q$), по оси абсцисс - логарифмы коэффициентов водонасыщенности ($\lg k_B$) и нефтегазонасыщенности ($\lg k_{nG}$). Указанная зависимость будет иметь вид прямой, наклоненной под углом, тангенс которого равен показателю степени водонасыщенности n .

На рис 4.1.2.1 изображена зависимость коэффициента увеличения сопротивления пород Q от нефтенасыщенности k_n для некоторых нефтеносных районов, нефтяных месторождений и отдельных нефтеносных пластов. Кривые построены по результатам лабораторных исследований образцов пород, искусственно насыщенных водой и нефтью.

Полученные кривые характеризуют достаточно тесную связь между параметрами Q , k_{nG} и k_B для разных месторождений нефти, приуроченных к неглинистым песчаным коллекторам.

Пример. Определить коэффициент нефтенасыщенности продуктивного пласта девона, для которого удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта Q_{nG} , полученного по данным бокового каротажного зондирования, равно 30 $\text{ом} \cdot \text{м}$, коэффициент пористости $k_n = 20\%$, сопротивление пластовой воды при температуре пласта $Q_B = 0,04 \text{ ом} \cdot \text{м}$.

По кривой зависимости $P=f(k_n)$ для девонских песчаников (рис. 4.1.2.1) находят величину относительного сопротивления $P=15$, откуда сопротивление пласта, полностью заполненного водой, согласно формуле (4.1.2.1) равно $\rho_{вп}=15 \cdot 0,04=0,60 \text{ ом} \cdot \text{м}$.

Исходя из приведенных данных, коэффициент увеличения сопротивления $Q=30/0,60=50,0$.

На основании кривой зависимости $Q=f [k_v (k_{нг})]$ для песчаных пород подсчитывают коэффициент нефтенасыщенности $k_h=82\%$.

Глинистые коллекторы. Для определения нефтенасыщенности глинистых коллекторов используют ту же зависимость коэффициента увеличения сопротивления Q от степени нефтегазонасыщенности пород. Однако из-за влияния глинистости на величину удельного сопротивления определение нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов сильно затрудняется. Эти трудности обусловлены: малым значением удельного сопротивления нефтегазоносного пласта $Q_{нг}$ и коэффициента удельного сопротивления Q ; изменением показателя степени водонасыщенности n в зависимости от глинистости и минерализации воды, насыщающей песчаник; сложностью в определении пористости по данным каротажа и удельного сопротивления пласта при 100%-ной водонасыщенности; невозможностью определения минерализации пластовой воды по кривой ПС [4].

Пример. Месторождение Колодезное; скв. 5; глинистый песчаник на глубине 3104,2-3110,8м. По результатам обработки БКЗ определено: удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}=20 \text{ ом} \cdot \text{м}$; удельное сопротивление неизменной части пласта $\rho_n=14 \text{ ом} \cdot \text{м}$; удельное сопротивление фильтрата бурового раствора $\rho_{ф}=0,7 \text{ ом} \cdot \text{м}$; удельное сопротивление пластовой воды $\rho_v=0,02 \text{ ом} \cdot \text{м}$; общий коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала при температуре пласта $K_0^t=-110 \text{ мв}$; амплитуда отклонения кривой ПС против пласта $E_{ПС}=-97,5 \text{ мв}$.

1. По формуле $E_{ПС}^{гл}=K_0 \lg \frac{\rho_{ф}}{\rho_{вк}}$ определим кажущееся удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{вк}$; $E_{ПС}=-110 \lg 0,7/\rho_{вк}$; $\rho_{вк} \approx 0,092$.

2. Кажущееся относительное сопротивление

$$P_k = \rho_{зп} / \rho_{\phi} = 20 / 0,7 = 28,5.$$

3. Удельное сопротивление пласта при 100 - ной водонасыщенности

$$\rho_{вп} = P_k \rho_{вк} \approx 28,5 \cdot 0,092 = 2,65 \text{ ом} \cdot \text{м.}$$

4. Коэффициент увеличения сопротивления

$$Q = \rho_{нг} / \rho_{вп} = 5,3.$$

5. Коэффициент водонасыщенности k_v по (14) при показателе степени водонасыщенности $n = 2$

$$5,3 = 1 / k_v^2, k_v = 0,43.$$

Соответственно коэффициент нефтенасыщенности равен $k_h = 1 - k_v = 0,58$.

Для нижнемеловых отложений Прикумской области критическое значение коэффициента водонасыщенности $k_v = 0,5$, следовательно данный

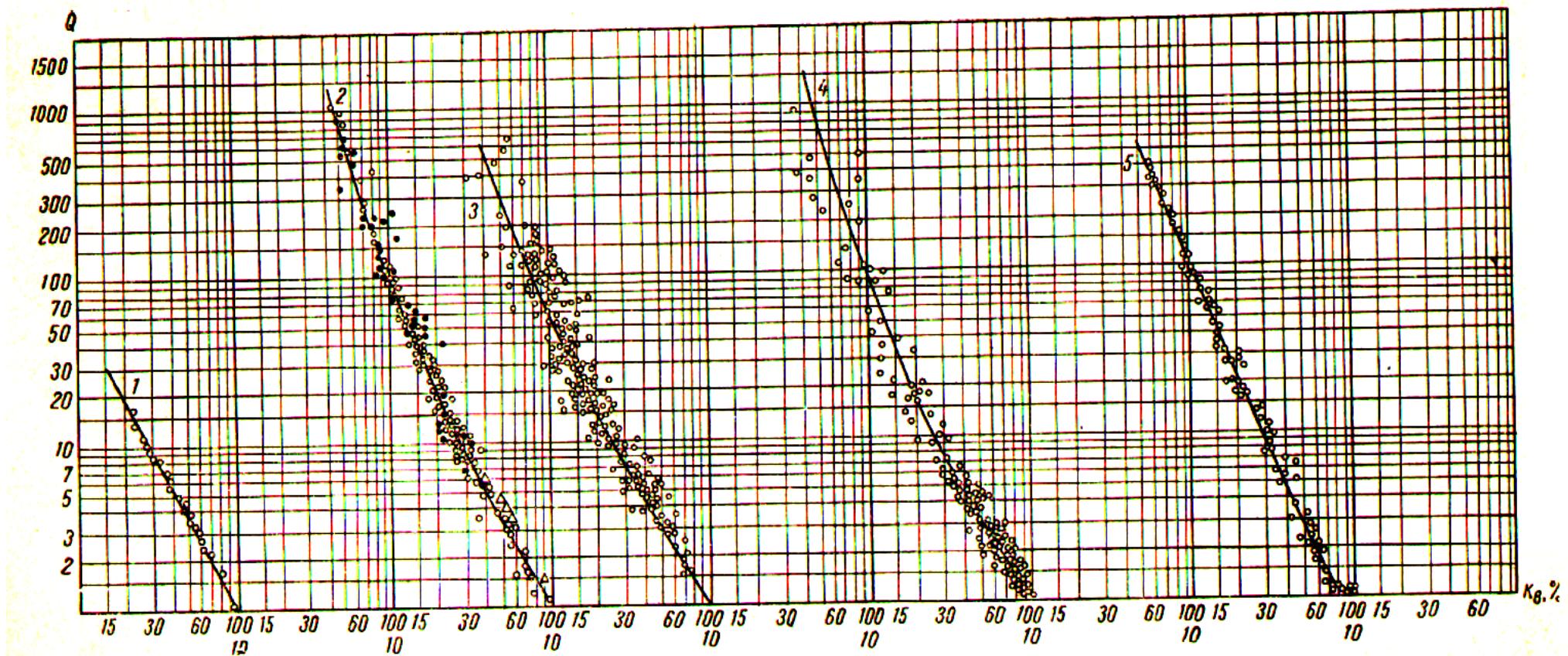


Рис.4.1.2.1 Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от содержания воды и нефти в породе.
 1-для песчаников третичных отложений (по И.М. Когану, АзНИИ); 2-для песков и песчаников девона Туймазинского месторождения (по Г.С. Морозову, ВНИИГеофизика); 3-для песчаников угленосной свиты месторождений Куйбышевского поволжья (по Н. Я. Качуриной); для песчаников девона Ромашкинского месторождения (по Л.П. Долиной и Г.И. Скобликовой, ВНИИГеофизика); для песчаников девона Туймазинского месторождения (по А.В. Золотову).

пласт следует считать нефтенасыщенным. При испытании пласта получена нефть.

6. Для оценки пористости вычисляем по (3.1.3.2) предельное относительное сопротивление R_n при остаточной нефтенасыщенности $\sim 0,3$, что соответствует коэффициенту увеличения сопротивления $Q \approx 2$;

$$R_n = \rho_{vn} / \rho_v Q = 2,5 / 0,02 \cdot 2 \approx 62,5.$$

Для песчано-глинистых пластов нижнемеловых отложений месторождения Колодезное установлена следующая связь между k_n и R . Согласно формуле (3.1.3.1)

$$R = 0,94 / k_n^{2,3},$$

Следовательно, $62,5 = 0,94 / k_n^{2,3}$, $k_n = 16,3\%$. По результатам лабораторных анализов керна $k_n = 17,3\%$.

Погрешность в определении нефтегазонасыщенности пласта по коэффициенту увеличения сопротивления зависит главным образом от типа коллектора и степени его нефтегазонасыщенности.

Большие затруднения в определении коэффициента нефтегазонасыщенности возникают:

- 1) во всех случаях, когда определение удельного сопротивления невозможно в неоднородных пластах, представленных часто чередующимися пропластками различного сопротивления, а также при очень глубоком проникновении фильтрата раствора в пласт и т.п.;
- 2) при отсутствии данных для определения удельного сопротивления породы, поры которой полностью заполнены пластовой водой;
- 3) при отсутствии тесной связи между удельным сопротивлением и насыщением пустот нефтью, газом или водой в трещиноватых и трещиновато-кавернозных породах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений Москва «Недра» 1978. С. 328..
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Москва «Недра» 1982. С 418.
3. Заворотько Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. Москва. «Недра». 1983. С.208.
4. Итенберг С.С. Изучение нефтегазоносных толщ промысловогеофизическими методами. Изд-во «Недра» Москва-1967. С.279.
5. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин. Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.
6. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. Гостоптехиздат. 1973. С.368.
7. Комаров С.Г. Каротаж по методу сопротивлений. Интерпретация. Гостоптехиздат. 1950. С. 229.
8. Методическое руководство по каротажу гидрогеологических скважин. Г.Е. Яковлев, М.Я. Боровский, С.И. Поляков, С.И. Петров, А.А. Ефимов. НПО «Репер». Казань. 2007. С.135.
9. Методические рекомендации для практических занятий по промысловой геологии «Методы изучения геолого-промышленных характеристик продуктивных пластов». Ю.П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. Казань. 20016. Электронная библиотека КФУ.
10. Пирсон С. Дж. Под ред. Кусакова Н.Н. Учение о нефтяном пласте.- М. :Гостоптехиздат, 1961.С.570.
11. Перъков Н.А. Интерпретация результатов каротажа скважин. Гостоптехиздат, 1963. С. 436.
12. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник / С. 74 Под ред. И.П. Чоловского.- М.; Недра, 1989. С. 376.

13. Филипов Е.М. Прикладная ядерная геофизика. Изд. «Недра», 1964.580с.
14. Элланский М.М. Инженерия нефтегазовой залежи. Том 1. Нефтегазовая залежь и ее изучение по скважинным данным. Изд. «Техника» ООО «ТУМА ГРУПП», 2001.288с
15. Отчет «Проект доразведки Тевлинско-Русскинского месторождения» Договор № 29.06.110. ООО «КогалымНИПИнефть» Отв. исп. Лац С.А.2007г.