ВНИИОЭНГ

тематические
научно-технические
обзоры

ОСНОВНЫЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ

МОСКВА 1975 г.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОСНОВНЫЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ

С е р и я
Нефтегазовая геология и геофизика

Москва ВНИИОЭНГ 1974

УДК 622.241.6: 550.832.004.15.002:553.98.061.4

В обзоре освещены материалы о современном состоянии разработки аппаратуры и оборудования для исследования сверхглубоких скважин.

Даны комплексы применяемых методов геофизических исследований и опробований глубокозалегающих отложений, а также особенности интерпретации получаемых результатов.

Рассмотрены тенденции развития технического прогресса в этой области, а также возможные пути повышения геологической эффективности геофизических исследований глубокозалегающих отложений.

Обзор представляет большой интерес для широкого круга специалистов-нефтяников, занимающихся поиском, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также для преподавателей вузов и техникумов нефтегазового профиля.

Авторы: В.М.Ильинский, Ю.А.Лимбергер

Научный редактор А.А.Мухер

84
49812

Гос. публичная научно-техническая библиотека СССР
ЭКЗЕМПЛЯР ЧИТАЛЬНОГО ЗАЛА

75-10294

© Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), 1974.

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в практике мировой нефтегазодобывающей промышленности все большее значение приобретают поиски залежей на больших глубинах. В ряде районов такие залежи являются единственным резервом прироста запасов нефти и газа.

Перспективы глубокого и сверхглубокого бурения на территории Советского Союза подтверждены получением значительных притоков нефти, газа и конденсата с глубин более 4500 м из отложений третичного (Азербайджан, Западная Туркмения, акватория Каспийского моря, Краснодарский край), мезозойского (ЧИАССР, Краснодарский край, Азербайджан) и палеозойского возраста (Волгоградское и Саратовское Поволжье). При этом в ряде скважин были зафиксированы притоки нефти и конденсата со значительным дебитом (150-1000 т/сутки), сопровождаемые мощными притоками газа (до 800 тыс. - 1 млн.м^3/сутки).

В 1973 г. по Министерству нефтяной промышленности бурение скважин глубиной 4500 м и более составило 28% от объема разведочного бурения и 8,5% от общего объема проходки. Всего на 1 января 1973 г. в бурении находилось 450 глубоких скважин, а на 1 января 1974 г. их количество значительно увеличилось.

В настоящее время эффективность геофизических работ в условиях сверхглубокого бурения в ряде случаев бывает недостаточной, несмотря на существенное технико-методическое перевооружение промыслово-геофизической службы за последние годы. Как показала практика, геофизические исследования на больших глубинах имеют ряд специфических особенностей. В последнее время все большее внимание уделяется решению проблем, связанных с проведением промыслово-геофизических работ в глубоких и сверхглубоких скважинах (геофизические исследования, различные операции по испытанию с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах и каротажном кабеле, а также прострелочные работы при завершении скважин).

Междуведомственным научным Советом Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике рассматривались вопросы обеспечения аппаратурой и кабелем предприятий, осуществляющих геофизические работы в сверхглубоких скважинах. Вопросы условий и методики проведения геофизических работ в скважинах с особо сложными геолого-техническими условиями обсуждались в апреле 1974 г. в г. Волгограде на совместном заседании геофизической, геологической секции и секции бурения научно-технического Совета Министерства нефтяной промышленности.

В настоящем обзоре использованы материалы этих совещаний, а также результаты работ тематической партии Центральной геофизической экспедиции Управления промысловой и полевой геофизики Министерства нефтяной промышленности.

Раздел I

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Геофизические работы в скважинах на больших глубинах осуществляются в условиях высоких температур и гидравлических давлений в стволе скважин. Эти условия характерны для многих, но не для всех районов глубокого бурения. Высокие температуры и гидростатические давления в стволе создают значительные технические трудности при выполнении геофизических работ.

Специфика промыслово-геофизических работ на больших глубинах связана в первую очередь с уплотнением пород, вызываемым повышенным горным давлением, и, как следствие этого, с уменьшением пористости коллекторов, сближением геофизических характеристик различных литологических разностей, усложнением структуры коллекторов, возрастанием роли коллекторов со вторичной пористостью.

Проведенное обобщение показало, что условия, в которых выполняются промыслово-геофизические работы на больших глубинах, можно подразделить на три группы (табл.I).

К первой группе относятся условия в скважинах, глубиной 5000-5500 м при забойных температурах до 150°С и гидростатических давлениях 800-1000 ат; при забое 7000 м в этих районах ожидаются температура 180°С и давление 1200 ат. Конечные диаметры скважин этой группы равны 190, а в ряде случаев 140 мм (объединения "Нижневолжскнефть", "Саратовнефтегаз").

Таблица I

Геолого-технические условия проведения геофизических исследований в скважинах глубиной 4500 м и более

Группа	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, ат	Минимальный диаметр скважин, мм	Удельное электрическое сопротивление раствора при пластовой температуре, омм	Объект разведки	Тип коллекторов	Объединение
I	I50	I000	I40	0,03-0,5	Нижняя пермь, карбон, девон	Гранулярный	"Нижневолжскнефть"
	I20	800	I90	0,3-0,5	Девон, карбон	Гранулярный	"Саратовнефтегаз"
II	I20	До I300	I90	0,2-0,5	Третичные	Гранулярный	"Туркменнефть"
	I50	До I300	I90	0,I-0,3	Третичные	Гранулярный	"Каспморнефть"
	I50	До I400	I90	0,2-0,5	Третичные, мезозойские	Гранулярный, сложной структуры	"Азнефть"
III	200	До I200	I40	0,I-0,5	Мел, юра	Сложной структуры	"Грознефть"
	I90	I000	I90	0,02-0,5	Мел, юра, триас	Гранулярный, сложной структуры	"Ставропольнефтегаз"
	220	До I200	I40	0,3-0,8	Третичные, мезозойские	Гранулярный, сложной структуры	"Краснодарнефтегаз"

Для второй группы наиболее характерны условия, при которых на тех же глубинах и при аналогичных температурах на забое, гидростатические давления достигают 1300 ат и более вследствие применения утяжеленных растворов (объединения "Азнефть", "Каспморнефть", "Туркменнефть").

К третьей группе относятся условия бурения скважин глубиной более 5000 м при температурах от 160 до 215°С и гидростатических давлениях 1200 ат (объединения "Грознефть", "Краснодарнефтегаз", "Ставропольнефтегаз", "Дагнефть"). В скором времени здесь будут достигнуты глубины, где ожидаются призабойные температуры до 230°С и давления до 1500 ат.

Бурение многих скважин в объединениях Северного Кавказа, особенно в "Грознефти", завершают долотом 140 мм, что делает невозможным применение ряда серийно выпускаемых скважинных приборов.

Большое практическое значение для проведения промыслово-геофизических работ имеют аномально высокие пластовые давления (АВПД), широко распространенные на больших глубинах. Единого представления о причинах возникновения АВПД до сих пор нет. Практика глубокого бурения показала, что зоны АВПД встречены в отложениях почти всех возрастов: третичных (Западная Туркмения, Азербайджан, Краснодарский край), мезозойских (ЧИАССР, Ставропольский край), девонских (Волгоградское Поволжье), представленных песчано-глинистым, карбонатным и галогенным комплексами пород. Степень аномальности фактических пластовых давлений по сравнению с нормальным гидростатическим во многих случаях достигает 2,0 и более (например, в скв.6 на площади Советская, объединение "Ставропольнефтегаз").

При бурении скважин в зонах АВПД применяются буровые растворы с повышенным удельным весом (до 2,0-2,1 г/см^3 в объединениях "Грознефть", "Краснодарнефтегаз", "Ставропольнефтегаз" и до 2,0-2,35 г/см^3 в объединениях "Туркменнефть", "Азнефть"), вызывающие увеличение давления в стволе скважины.

Это приводит также к значительным репрессиям на пласт (100-150, а в отдельных случаях 200 ат). В связи с этим при незначительных скоростях бурения, на больших глубинах образуются зоны глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты-коллекторы. Это обстоятельство часто делает невозможным определение электрических параметров незатронутой проникновением части пласта.

В ряде случаев при бурении на больших глубинах в стволе скважин образуются желобы и каверны. Высокие температуры вызывают спекание промывочной жидкости в стволе скважин и образование пробок, что затрудняет перемещение скважинных приборов в заданные интервалы исследования.

Изучение глубоко залегающих отложений показало, что среди них встречаются коллекторы в основном следующих типов:

терригенные со средними значениями пористости (15-18%);

низкопористые терригенные и карбонатные;

терригенные и карбонатные со сложной структурой порового пространства.

Коллекторы первого типа наиболее широко распространены в разрезах третичных отложений на площадях Азербайджана, Западной Туркмении в акватории Каспийского моря, а также в отложениях эоцена Краснодарского края (Северская площадь). Геофизические характеристики рассматриваемых коллекторов и терригенных пород аналогичны: отрицательная аномалия ПС, наличие мощной глинистой корки, положительные приращения на кривых микрозондирования, минимальные значения естественной радиоактивности. Для коллектора такого типа специфична неглубокая зона проникновения (D/d = 2-4), увеличивающаяся при насыщении коллектора газом или конденсатом (D/d = 8-16). Геофизическая характеристика коллекторов такого типа, залегающих на больших глубинах, показана на рис.1.

Низкопористые терригенные и карбонатные коллекторы второй группы (пористость 8-12%) наиболее часто встречаются в глубоко залегающих отложениях девона Волгоградского и Саратовского Поволжья, мела и юры Краснодарского, Ставропольского краев и ЧИАССР. Эти коллекторы характеризуются повышенными удельными электрическими сопротивлениями, отрицательными аномалиями ПС, высокими показаниями нейтронного гамма-метода, небольшими сужениями ствола за счет образования глинистой корки (в ряде случаев диаметр может быть номинальным), положительными приращениями микрозондов, а иногда и его отсутствием, невысокими значениями естественной радиоактивности. Часто в низкопористых коллекторах встречаются сильно уплотненные маломощные пропластки, создающие экранные эффекты на показания зондов БКЗ и затрудняющие количественную обработку диаграмм (например, юрские песчаники Краснодарского края). Зона проникновения в низкопористых коллекторах достаточно велика (D/d = 4-8) и в ряде

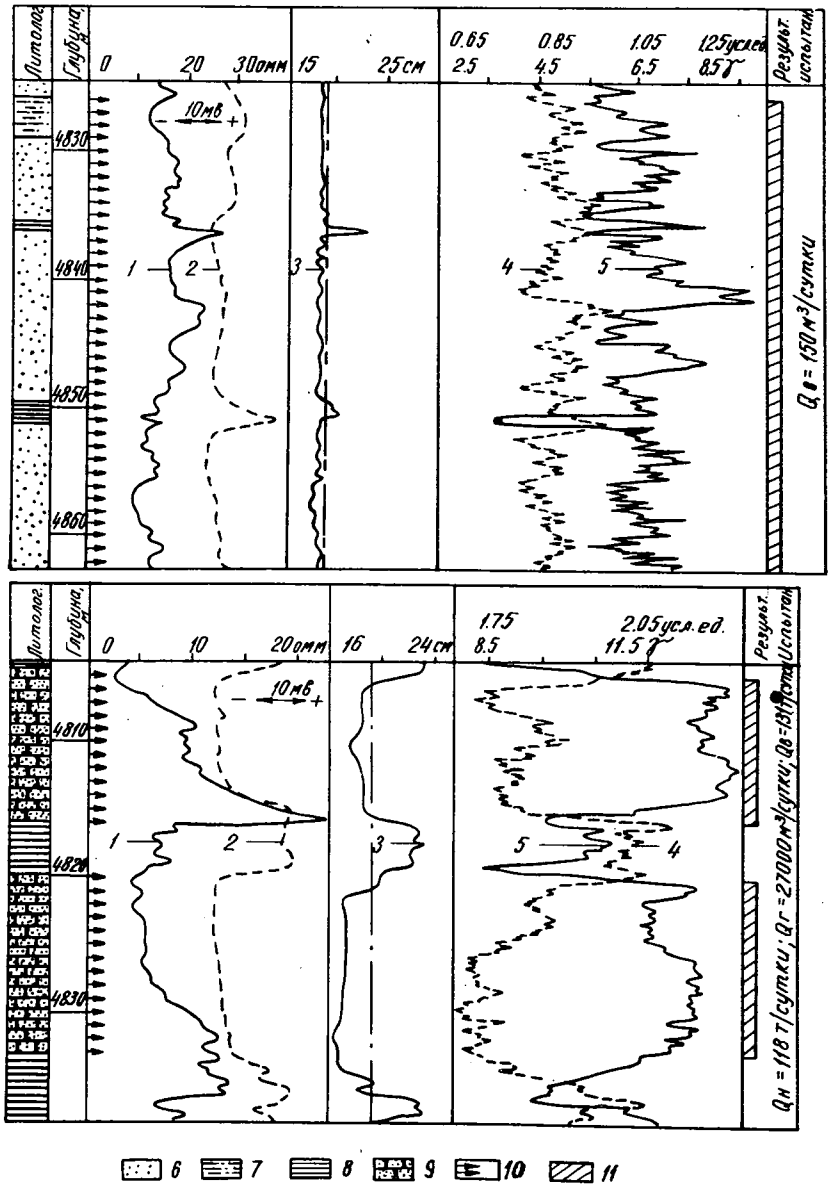


Рис.I.Геофизическая характеристика коллекторов со средней пористостью:
а - скв.30, площадь Бахор (объединение "Каспморнефть"); б - скв.58, площадь Барса-Гельмес ("Туркменнефть"): I - А2МО,5 , 2 - ПС; 3 - кавернограмма, 4 - ГК, 5 - НГК, 6 - песок, 7 - алевролит, 8 - глина, 9 - песчаник, I0 - интервал перфорации, II - сетчатый фильтр

случаев превышает радиус исследования большими зондами БКЗ. На рис.2 приведены типичные примеры геофизической характеристики рассматриваемых коллекторов.

Коллекторы Ш группы, имеющие сложную структуру, установлены в глубоко залегающих отложениях эоцена Краснодарского края, верхнего мела передовых хребтов ЧИАССР, мезозоя Азербайджана, девона Белоруссии. На общем фоне повышенного электрического сопротивления для этих коллекторов характерно резкое и частое его уменьшение в интервалах небольшой мощности. Кривые ПС обычно имеют или небольшие отрицательные аномалии, или не дифференцированы совсем. Естественная радиоактивность обычно имеет минимальное значение, но в отдельных интервалах отмечаются аномалии, превосходящие по абсолютному значению показания приборов в глинистых породах (в карбонатном разрезе эти аномалии обычно приурочены к интервалам повышенной доломитизации). Для нейтронного гамма-метода обычно характерны максимальные или средние по разрезу показания. Диаметр скважины чаще всего больше номинального, но в отдельных случаях он уменьшается за счет глинистой корки. Показания микрозондов нехарактерны. Вследствие наличия в коллекторах со сложной структурой разветвленной системы трещин зона проникновения глубокая, кривые зондирования - двухслойные. Примеры геофизической характеристики коллекторов со сложной структурой приведены на рис.3.

Коллекторы нефти и газа на больших глубинах существенно отличаются величинами пористости и проницаемости, а также общим строением от аналогичных по стратиграфической приуроченности и литологическому составу отложений, расположенных на меньших глубинах.

По мере увеличения глубины забоев вскрываются породы, находящиеся под все большим горным давлением. Поэтому плотность осадочных пород с увеличением глубины их залегания возрастает и, как следствие этого, ухудшаются их коллекторские свойства.

По мере увеличения глубины забоев возрастает не только горное давление, но и температура окружающих скважину пород. Геотермичес-

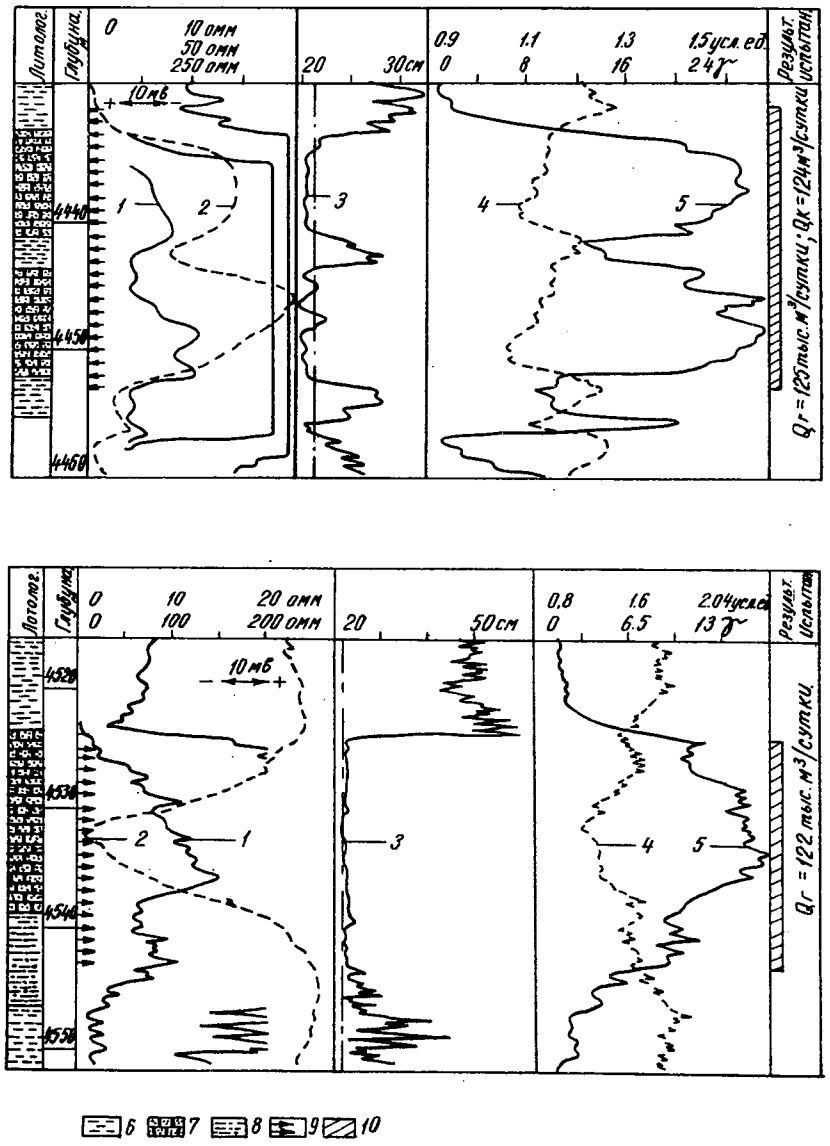


Рис.2.Геофизическая характеристика низкопористых коллекторов: а - скв.I, площадь Юбилейная ("Краснодарнефтегаз"); б - скв.5, площадь Западно-Ровенская ("Саратовнефтегаз"): I - А2МО,5 , 2 - ПС, 3 - кавернограмма, 4 - ГК, 5 - НГК, 6 - аргиллит, 7 - песчаник, 8 - алевролит, 9 - интервал перфорации, I0 - сетчатый фильтр

кий градиент для различных районов и пород разного литологического состава изменяется в широких пределах.

Характер изменения физических свойств осадочных пород при увеличении горного давления (давления всестороннего сжатия) и температуры во многом противоположен для пород различного литологического состава. Восприимчивость пород различного литологического состава и стратиграфической приуроченности к повышенным температурам и горному давлению далеко не одинаковы [I].

Отмечено, что степень уменьшения межгранулярной пористости коллекторов с увеличением глубины их залегания повышается с возрастом пород, а градиент кривой этой зависимости растет с глубиной. По данным Максвелла, пористость песчаников карбона в интервале 0-I500 м уменьшается на 2,4% для каждых 300 м; в интервале I500-6000 м - на I,5%, а ниже 6000 м градиент изменения пористости меньше значения I,5% на 300 м возрастания глубины. Из этого следует, что на больших глубинах в относительно молодых отложениях, по-видимому, существуют коллекторы с повышенной пористостью. Действительно, пористость терригенных коллекторов третичных отложений (Азербайджан, Западная Туркмения, акватория Каспийского моря) на глубинах 4500-5000 м нередко достигает 20% (хотя она существенно ниже, чем пористость аналогичных пород, залегающих ближе к дневной поверхности); пористость терригенных коллекторов юрских отложений в Краснодарском крае составляет в среднем I0-I2%, а пористость девонских песчаников Нижнего Поволжья не превышает 8-I0%.

Поэтому на глубинах более 4,0 км значительно возрастет роль коллекторов со вторичной пористостью. Такие коллекторы установлены в Азербайджане (мезозой), Краснодарском крае (эоцен), Белоруссии (отдельные горизонты девона) и ЧИАССР (верхний мел). Месторождения нефти в отложениях мезозоя (верхний мел) Передовых хребтов в районе Грозного приурочены к коллекторам порово-кавернозно-трещинного типа. Причем, межгранулярная пористость их матрицы не превышает в этом случае нескольких процентов.

В то же время материалы глубокого бурения показали, что при общем закономерном уменьшении величины пористости с увеличением воз-

4-199

раста пород и глубины их залегания на глубинах 6000 м и более возможно наличие коллекторов с относительно высокой межгранулярной пористостью. Например, в Краснодарском крае из скважин Лабинской площади с глубины 4900 м поднят образец песчаника с $К_п$ = 0,I8, с глубины 5200 м – туф с $К_п$ = 0,I2; на Северской площади песчаник с глубины 4480 м имеет $К_п$ = 0,I8; в Волгоградской области (Антиповско-Щербаковская зона) из скв.I07 с глубины 47I4 м поднят известняк с $К_п$ = 0,I8, из скв.I06 с глубины 4768 м – известняк с $К_п$ = 0,I9; из скв.36 с глубины 4949 м – песчаник с $К_п$ = 0,I0; из скв.79 с глубины 5I3I м – песчаник с $К_п$ = 0,095; в Прикаспийской впадине песчаник из скв.СГ-2 (Биикжал) с глубины 575I м имеет пористость I4,5% и т.д.

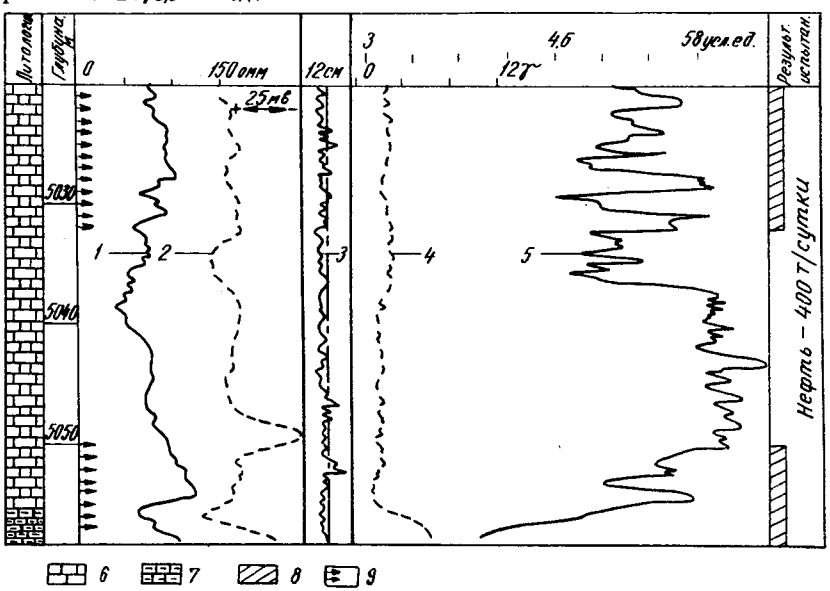


Рис.3.Геофизическая характеристика коллекторов со сложной структурой (скв.I, площадь Минеральная,"Грознефть"): I – А2МО,5 ; 2 – ПС; 3 – кавернограмма; 4 – ГК; 5 – НГК; 6 – известняк; 7 – известняк глинистый; 8 – сетчатый фильтр; 9 – интервал перфорации

Таким образом, на фоне закономерного уплотнения осадочных пород, вызываемого возрастанием горного давления с увеличением глубины залегания, наблюдаются существенные вариации их плотности и пористости.

Раздельное влияние давления и температуры на изменение пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления, скорости продольных волн и некоторых других свойств горных пород было изучено в лабораторных условиях. Для проведения опытов при одновременном воздействии на образцы керна высоких температур и давлений, т.е. в условиях, приближенных к реальным, в настоящее время созданы установки для определения физических параметров пород при воздействии внешнего (до 2500 кг/см^2) и порового (до 1000 кг/см^2) давлений, а также повышенной температуры (до 250°С). При указанных величинах давлений и температур можно одновременно или раздельно измерять несколько физических параметров (скорость упругих волн, удельное электрическое сопротивление, плотность, сжимаемость и др.). В МИНХиГП составлена методическая инструкция по анализу образцов керна, поднятых с больших глубин, приведенных к условиям их естественного залегания.

При всестороннем равномерном сжатии коэффициент пористости уменьшается как для терригенных, так и для карбонатных пород. Величина пористости уменьшается тем значительнее, чем больше трещиноватость породы и чем меньше ее кавернозность. Увеличение температуры существенно не влияет на изменения коэффициента пористости терригенных пород, в то же время оно может увеличить относительное изменение пористости карбонатов до 20%.

Удельное электрическое сопротивление песчано-глинистых пород возрастает при всестороннем сжатии. Увеличение температуры приводит к незначительному повышению параметра пористости чистых разностей песчаников; для глинистых песчаников кривые изменения параметра пористости в зависимости от температуры имеют более сложную форму. В целом для песчано-глинистых пород повышение температуры несколько компенсирует изменение зависимости параметра пористости от коэффициента пористости $P_п = f(K_п)$, вызванное воздействием горного давления.

Изменение удельного электрического сопротивления карбонатных пород в условиях всестороннего сжатия в значительной мере зависит от структуры порового пространства. Чем сложнее геометрия порового пространства, тем значительнее изменение электрического сопротивления породы. Повышение температуры также вызывает дополнительное значительное увеличение параметра пористости у пород со сложной структурой. Одновременное воздействие высокого давления и температуры

вызывает резкое изменение угла наклона кривой зависимости $P_п = f(K_п)$ для карбонатных пород со сложной структурой.

Влияние температуры и давления на изменение физических и коллекторских свойств пород подробно изложено в ряде работ [I,4,5].

Уплотнение и связанное с этим уменьшение пористости пород, а также усложнение порового пространства коллекторов вызывают значительное повышение их удельного сопротивления в сравнении с аналогичными по стратиграфической приуроченности и литологическому составу отложениями, залегающими в том же районе на меньших глубинах (например, верхнемеловые известняки ЧИ АССР). В направлении с запада на восток эти отложения погружаются на глубину от I500-2000 до 5000-5500 м и в этом же направлении их удельное электрическое сопротивление возрастает от единиц - нескольких десятков омм до нескольких сотен и даже тысяч омм.

На больших глубинах физические свойства пород различного литологического состава нивелируются, а их геофизические признаки во многом сходны между собой. Поэтому в отличие от отложений, залегающих относительно неглубоко, литологическое расчленение разрезов скважин на больших глубинах (особенно в разрезах с частым переслаиванием пород различного состава) по данным только электрического и нейтронного гамма-каротажа встречает серьезные затруднения. Значительная разница удельных электрических сопротивлений исследуемых пластов (от единиц до тысяч омм) еще более осложняет решение этой задачи.

Глубины, на которых наиболее четко заметны такие изменения свойств пород, различны для отдельных регионов. Например, на территории Краснодарского края существенные изменения характеристик пород наблюдаются с глубин 4000 м и более, в районах Волгограда и Ставрополя - с глубин около 4500 м. Наименьшие изменения характеристик с увеличением глубины залегания наблюдаются для слабосцементированных песчаников продуктивных свит, вскрываемых скважинами, в Азербайджане, в пределах акватории Каспийского моря и в Западной Туркмении. Однако и эти породы при их сравнительно высокой пористости обладают свойствами, отличными от широко изученных при разбуривании аналогичных отложений, залегающих на меньших глубинах.

Таким образом, при проведении геофизических работ на больших глубинах и интерпретации полученных результатов необходимо учитывать следующее:

уменьшение межгранулярной пористости и усложнение геометрии порового пространства коллекторов;

увеличение роли коллекторов с кавернозно-трещинной пористостью;

сближение геофизических характеристик пород различного литологического состава;

сложность и неизученность характера петрофизических зависимостей для пород и геофизических критериев оценки коллекторов, в которых учитываются изменения высоких горных давлений и температур;

отсутствие выдержанных опорных горизонтов для интерпретации показаний нейтронных методов каротажа;

недостаточный объем керна, поднимаемого с больших глубин, длительность его изучения в лаборатории; кроме того исследование керна, как правило, ведется в условиях дневной поверхности.

В большинстве случаев геофизические работы выполняются на больших глубинах в совершенно неблагоприятных условиях, для которых характерно:

наличие зон аномально высоких пластовых давлений;

глубокие противодавления на пласт (за счет применения буровых растворов с удельным весом до I,8-2,3 г/см^3);

невысокий темп бурения, т.е. длительное воздействие на пласт повышенных репрессий;

недопустимо большие интервалы, требуемые для геофизических исследований и испытаний (т.е. большие интервалы времени между вскрытием их при бурении и исследованием или испытанием);

кавернозность ствола скважин, зачастую образование желобов.

Осложнения при бурении (глинистые пробки, обвалы стенок) затрудняют проходимость геофизической аппаратуры по стволу скважин; подготовка последних под промыслово-геофизические работы во многих случаях неудовлетворительная.

5-199

Раздел II
СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В ОБЛАСТИ АППАРАТУРЫ И КАБЕЛЯ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Возможности применения и эффективность геофизических исследований на больших глубинах во многом зависят от наличия термобаростойкой скважинной аппаратуры и кабеля. В настоящее время разработка и выпуск аппаратуры и оборудования для геофизических работ в сверхглубоких скважинах определяется не только геолого-техническими условиями их эксплуатации, но и в значительной степени возможностью укомплектования термостойкими деталями и материалами. Технические требования к скважинной аппаратуре определяются исходя из условий ее эксплуатации (табл.2). Создание термостойкой скважинной аппаратуры затрудняется, в первую очередь, из-за отсутствия необходимых материалов и элементов. Необходимо также учитывать, что температура внутри кожуха прибора при работе в скважине превышает температуру окружающей его среды.

Таблица 2

Технические требования к скважинной аппаратуре

Группа условий (согласно табл.I)	Допустимые рабочие параметры		Максимально допустимый диаметр (d пр), мм
	температура, °С	давление, ат	
I	I50	I000	I00
			70
II	I50	I400	I00
	200	I000	70
III	225	I400	70
Аварийные ситуации	I50	I000	55
	200	I400	55

Серьезные затруднения с обеспечением термостойкости и баростойкости скважинных приборов и каротажного кабеля приводят к необходимости сокращения времени нахождения глубинных приборов в условиях повышенных температур и давлений.

Длительный простой скважины при проведении геофизических работ может привести к нежелательным осложнениям ствола. Переподготовка сверхглубоких скважин для геофизических работ представляет собой

длительную и дорогостоящую операцию. Кроме того, эффективность комплекса различных измерений, выполненных в разное время и при различных условиях, снижается.

Следовательно, аппаратура для исследования скважин на больших глубинах должна быть комплексной, обеспечивающей получение максимального количества информации за один рейс в скважину.

Состояние разработки скважинной геофизической аппаратуры, предназначенной для исследований сверхглубоких скважин, показано в табл.3. Как видно, техническое обеспечение геофизических исследований скважин при температурах и внешних давлениях, не превышающих, соответственно, 150°С и 900-1000 ат в скважинах с диаметром не менее 160-190 мм (первая группа районов: Нижнее Поволжье, Белоруссия, Украина) является вполне удовлетворительным. При указанных условиях можно провести полный комплекс геофизических методов исследования за исключением плотностного каротажа (ГГК), аппаратура для которого в настоящее время разрабатывается.

Из-за отсутствия некоторых типов аппаратуры, сохраняющей работоспособность при температурах более 200°С и давлениях свыше 1200 ат, отдельные виды исследований в глубоких скважинах, бурящихся в районах Южного Прикаспия и, особенно, Северного Кавказа, выполняются в недостаточном объеме.

Многие геофизические предприятия модернизируют серийную аппаратуру своими силами с целью приспособления ее к условиям измерений (повышения ее термобаростойкости, уменьшения диаметра и т.д.).

Глубинные приборы, предназначенные для исследования сверхглубоких скважин, как правило, многоканальные, позволяющие без подъема прибора на поверхность зарегистрировать в интервале исследования несколько (3-5) геофизических параметров или результатов измерений 3-5 установками (например, БКЗ). Исключение составляют только приборы типа БКС (многоэлектродный боковой каротаж), для которых осуществление одновременной регистрации диаграмм несколькими установками представляет серьезные технические затруднения.

Разработки скважинной аппаратуры, предназначенной для исследования глубоких скважин, направлены, в первую очередь, на повышение ее термобаростойкости, уменьшение внешнего диаметра и увеличение числа измеряемых параметров.

Получение качественного промыслово-геофизического материала зависит не только от обеспеченности скважинной аппаратурой и ее со-

Таблица 3

Аппаратура, выпускаемая промышленностью и опытными производствами ведомств

Вид исследований	Тип прибора	d прибора, мм	Максимально допустимые рабочие параметры: температура, °С	Максимально допустимые рабочие параметры: давление, ат	Комплекс установок или измерений	Технические данные аппаратуры	Тип и максимальная рабочая длина кабеля, км	Разработчик	Изготовитель
БКЗ (стандартный каротаж)	КСП-I	70	I50	I000	Набор зондов БКЗ	Трехканальный и ПС, цикл за два спуско-подъема	Одножильный, 5	Киевский ОКБ ГП	"Нефтеприбор"
	КСП-IМ	70	I80	I000	То же	То же	То же	"Нефтеприбор"	-"-
	КСП-2	70	200	I000	-"-	-"-	-"-	Киевский ОКБ ГП	-"-
	КСПД[x)]	73	200	I500	-"-	-"-	Одножильный,7	То же	Киевский ОЭЗГП
	КСПМ[x)]	54	200	I200	-"-	-"-	Одножильный,I0	-"-	ОП Киевский ОКБ ГП
БК-3; БКЗ; стандартный каротаж	АБКТ	73	200	I000	Зонд БК-3 и набор зондов БКЗ	Трехканальный и ПС, цикл за 4 спуско-подъема	Одножильный,7	-"-	Киевский ОЭЗГП
	Э-I	70	200	I000	То же	Трехканальный и ПС, цикл за три спуско-подъема	То же	КО ВНИИНПГ	ОП КО ВНИИНПГ
	Э-7	35	200	I200	Зонд БК-3 и три градиент-зонда	Трехканальный и ПС, цикл за два спуско-подъема	-"-	То же	То же
	Э-8[x)]	70	200	I500	Зонд БК-3 и набор зондов БКЗ	Трехканальный и ПС, цикл за 4 спуско-подъема	-"-	-"-	-"-
БК-3	ТБК	70	I50	I000	Зонд БК -3	Одноканальный, цикл за один спуско-подъем	Одножильный,5	Азнефтехим; Киевский ОЭЗГП, ВНИИгеофизика	Киевский ОЭЗГП
	АБКМ[x)]	54	200	I200	То же	Трехканальный, цикл за один спуско-подъем	Одножильный,7	Киевский ОЭЗГП	ОП Киевский ОКБ ГП
БК-7-9	БКС-I[x)]	I00	I50	I000	Два зонда БК-7, один зонд ПБК	Двухканальный, цикл за три спуско-подъема	Одножильный,5	Киевский ОКБ ГП	Киевский ОЭЗГП
ИК + КС	АИК-3	I00	I50	I000	Зонд ИК6ФI (5ФI,2) и градиент-зонд 0,5 м	Двухканальный, цикл за один спуско-подъем	Одножильный,6	То же	То же
ИК + БК-3	БИК-I	I00	I50	800	Зонд ИК6ФI и зонд БК-3	То же	То же	—"—	-"-
МБК + МКЗ	Э-2	I00	200	I000	Зонд МБК, два зонда МКЗ, управл. каверномер	Трехканальный, цикл за два спуско-подъема	-"-	КО ВНИИНПГ	ОП КО ВНИИНПГ
	МБКД[x)]	I00	200	I500	Зонд МБК, микрокаверномер	Двухканальный, цикл за два спуско-подъема	Одножильный,8	Киевский ОКБ ГП	Киевский ОЭЗГП

6-199

Вид исследований	Тип прибора	d прибора, мм	Максимально допустимые рабочие параметры		Комплекс установок или измерений	Технические данные аппаратуры	Тип и максимальная рабочая длина кабеля, км	Разработчик	Изготовитель
			температура, °С	давление, ат					
МКЗ	ТМДО-I[x)]	I50	200	I200	Два зонда	Двухканальный, цикл за один спуско-подъем	Одножильный, 8	Киевский ОКБ ГП	ОП Киевский ОКБ ГП
						То же	То же	То же	То же
	ТМДО-2[x)]	I50	250	I200	Два зонда	-"-	Одножильный,5	"Нефтеприбор"	"Нефтеприбор"
РК	СП-62	95	200	I000	НГК + ГК	Двухканальный, цикл за два спуско-подъема	Одножильный,8	ВЗМИ, КО ВНИИНПГ	ОП КО ВНИИНПГ
	ТРКУ-I00	95	200	I000	НГК, ГК, ННК	Одножильный, цикл за два спуско-подъема	То же	Киевский ОКБ ГП	То же
	РКД[x)]	70	200	I400	НГК, ГК	То же	-"-	ВНИИЯГГ	Бакинский ОЭЗГП
	РКМТ	48	200	I000	НГК, ГК	Двухканальный, цикл за два спуско-подъема	Одножильный,7,5	ВНИИГИС; Киевский ОКБ ГП	Киевский ОЭЗГП
АК	СПАК-4	80	I50	I000	Трехэлементный зонд И20 4И, I,5П; замер времени и амплитуды колебания; регистрация волновой картины с шагом 0,I мм с применением фотоприставки АКР-I	Цикл за один спуско-подъем	Одножильный,5	Киевский ОКБ ГП	Уфимский завод ГП
Кавернометрия	СКП-I	70	I50	I000	Два взаимно перпендикулярных диаметра и полусумма	Цикл за два спуско-подъема	Одножильный,7	То же	То же
	СПР	60	I50	I000	8 радиусов	Цикл за один спуско-подъем	То же	-"-	ОП Киевский ОКБ ГП
	СКПД	80	200	I500	Два взаимно перпендикулярных диаметра и полусумма	То же	Одножильный,5	Уфимский завод ГП	Уфимский завод ГП
	СКО-II	80	I20	500	Полусумма двух взаимно перпендикулярных диаметров	-"-	Одножильный,7	—	Бакинский ОЭЗГП
	ПР	90	I50	I200	Три диаметра	-"-	То же	Грознефтегеофизика	То же
	МКЗ	60	I50	I000	Каверномер	-"-	-"-	Киевский ОЭЗГП	Киевский ОЭЗГП
Инклинометрия	КИТА	78	200	I200	Азимут и угол искривления оси скважины	-"-	-"-	Киевский ОКБ ГП	То же
	ИТ-200	74	200	I200	То же	-"-	-"-	То же	-"-
	И-7	60	250	I200	-"-				

Вид исследований	Тип прибора	d прибора, мм	Максимально допустимые рабочие параметры		Комплекс установок или измерений
			температура, °С	давление, ат	
Термометрия	ТЭГ-36	36	I50	I000	Температура
	ТЭГ-60	60	200	I200	-"-
	ТЭГ-2	73	I25	I200	-"-
Цементометрия	АКЦ-2	80	I70	I000	Исследование цементного кольца
	АКЦ-4	80	I50	I000	То же
Стандартный каротаж, БКЗ, БК, МЗ, МБК, кавернометрия	УКА	70	I50	I000	Набор зондов, микроустановок и каверномер

x) Малые и установочные серии.

стояния, но и в значительной степени и от каротажного кабеля. С увеличением глубин бурящихся скважин возрастают требования к механическим и электрическим характеристикам каротажного кабеля: остаточному удлинению, прочности на разрыв, диаметру, омическому сопротивлению жил, их индуктивности, емкости, сопротивлению изоляции и др. В табл.4 приводятся данные о кабелях различных типов, используемых при исследованиях сверхглубоких скважин, и некоторых их характеристиках.

В настоящее время заводом "Ташкенткабель" серийно выпускаются одножильный (КОБДФ-6), трехжильный (КТБФ-6) и семижильный (КСБФ-6) каротажные кабели с изоляцией из фторопласта-40Ш, предназначенные для работы при температурах I70°С и давлениях I000 кг/см^2. При указанных значениях температур и давлений сопротивление изоляции этих кабелей уменьшается от 10^5 до нескольких Мом, а при более высоких температурах изоляция вообще разрушается.

Технические данные аппаратуры	Тип и максимальная рабочая длина кабеля, км	Разработчик	Изготовитель
Цикл за один спуско-подъем	Одножильный,8	Северо-Кавказский ННИИ	ОП КО ВНИИНПГ
То же	-"-	То же	То же
-"-	-"-	Грозненская лаборатория ВНИИГеофизики	Грозненский ГРКК
-"-	Трехжильный бронированный, 6,5	Киевский ОКБ ГП, ВУФ ВНИИгеофизика	Киевский ОЭЗГП
-"-	Одножильный,7	Киевский ОКБ ГП	Уфимский завод ГП Киевский ОЭЗГП
Четырехканальный и ПС, 4-5 параметров за один спуско-подъем	Одножильный и семижильный, 8	То же	Киевский ОЭЗГП

Кабели с изоляцией из фторопласта-40Ш обычно выпускаются строительной длиной до 5-6 км. Однако, в некоторых случаях последняя может быть увеличена до 8 км при сохранении характеристик, обеспечивающих работу с имеющейся скважинной аппаратурой.

Проводятся работы по созданию кабелей, сохраняющих работоспособность при температурах 200-250°С и давлениях до I200 кг/см^2. В результате совместных работ Раменского отделения ВНИИГеофизики и научно-исследовательского института ТашНИКИ заводом "Ташкенткабель" принят к серийному производству одножильный кабель марки ККФБ-I, обеспечивающий кратковременную работу при температуре 220°С и давлении I200 кг/см^2. В качестве изоляции его жил использован фторопласт 4 и 4Д с герметизирующей оболочкой из резины НШ-50. Этот кабель был испытан в скважинах при температуре 200°С и давлении I000 кг/см^2 и показал надежность в работе. Изготовлена опытная партия трехжильного кабеля марки ККФБ-3, однако, из-за его большого

7-199

Таблица 4

Характеристика некоторых каротажных кабелей, выпускаемых промышленностью

Марка кабеля	Диаметр кабеля, мм	Расчетный вес, кг/км	Удельный вес, г/см³	Разрывное усилие, кг	Максимальная рабочая температура, °С	Материал изоляции жилы	Материал защитной оболочки	Электрические параметры: активное сопротивление, не более омкм	емкость, мкф/км	индуктивность при частоте 1000 гц, мгн/км	волновое сопротивление при частоте свыше 50 кгц, ом	цепь (для индуктивности, емкости и волнового сопротивления)
КОБДФ-6, одножильный	9,0	350	5,5	5400	+180	Фторопласт 40Ш	-	26	0,11	1,6	57	Жила-броня
ККФБ-1, одножильный	9,9	402	5,7	7900	+220	Фторопласт 4 и 4Д	Резина НШ-40	19	0,13	1,4	64	-"-
ККТФБ-1, одножильный	9,9	402	5,7	8800	+250	То же	Резина ЭПШ-50	19	0,13	1,4	64	-"-
КТБФ-6, трехжильный	12,7	525	4,2	5400	+180	Фторопласт 40Ш	-	30	0,11 0,06	1,4 1,6	62 110	-"- Жила-жила
ККФБ-3, трехжильный	13,8	722	4,3	9500	+220	Фторопласт 4 и 4Д	Резина НШ-40	19	0,13 0,06	1,4 1,5	64 129	Жила-броня Жила-жила
ККТФБ-3, трехжильный	14,0	723	4,3	9500	+250	То же	Резина ЭПШ-50	19	0,13 0,07	1,4 1,7	65 130	Жила-броня Жила-жила
КСБФ-6, семижильный	12,1	502	4,3	5400	+180	Фторопласт 40Ш	-	32	0,14 0,07	1,9 2,8	73 120	Жила-броня Жила-жила

внешнего диаметра (14,7 мм) этот кабель невозможно использовать для работ в глубоких скважинах с имеющимися подъемниками.

Были изготовлены опытные образцы кабеля типа ККТФБ-3. В отличие от кабелей ККФБ-1 и ККФБ-3 герметизирующая оболочка изоляции жил кабеля этих типов выполнена из резины ЭПШ-50, изготовленной на основе каучука с повышенной нагревостойкостью. Опытный образец кабеля был испытан в лабораторных условиях на установке высокого давления Раменского отделения ВНИИГеофизики (при температуре 270°С и давлении 1650 кг/см²) и в скважине (при температуре 210°С и давлении 1050 кг/см²) с положительными результатами; при этом величина сопротивления изоляции жил кабеля оставалась выше 10 мом х км.

По плану 1974 г. в ТашНИКИ будет изготовлена опытная партия кабеля ККТФБ-1 и опытный образец кабеля ККТФБ-3.

Таким образом, в настоящее время для работы в скважинах при температуре до 220°С серийно выпускается одножильный кабель марки ККФБ-1 и в ближайшие годы будет освоен выпуск кабеля ККТФБ-1 (на 250°С). В то же время изготовление трехжильных кабелей марок ККФБ-3 и ККТФБ-3, по-видимому, будет ограничено из-за сложной и трудоемкой технологии их изготовления.

В некоторых организациях Министерства нефтяной промышленности для обслуживания глубоких скважин используются венгерский семижильный каротажный кабель КТР Е-87 и французский кабель фирмы "Лионкабель".

Кабель КТР Е-87 предназначен для работы в скважинах при температурах до 200°С и давлении до 1000 кг/см². Результаты испытаний показали, что при его эксплуатации с отечественной аппаратурой не возникает осложнений.

Французский кабель фирмы "Лион-кабель" имеет комбинированную изоляцию жил. Верхняя часть кабеля (около 4500 м) имеет резиновую изоляцию, а нижняя (3500) - из тефлона. Диаметр кабеля 14 мм. Активное сопротивление токопроводящих жил около 33 ом/км, емкость 0,1-0,09 мкф/км. Испытания показали, что использование этого кабеля с аппаратурой КСП и аппаратурой акустического каротажа затруднено из-за большого затухания сигнала.

Раздел III

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ

Несмотря на то, что сверхглубокое бурение ведется, как правило, в зонах интенсивного эксплуатационного бурения, подавляющее большинство этих скважин относится к параметрическим и поисковым.

Особенности проведения геофизических исследований сверхглубоких скважин и интерпретации полученных материалов обусловлены в первую очередь недостаточной изученностью вскрываемого разреза по данным керна, неустановленным характером петрофизических связей, недостаточной изученностью пластовых вод и давлений и т.д.

Нужно учитывать и то, что сверхглубокое бурение ведется в нефтедобывающих районах, где сложились определенные представления о геофизических характеристиках эксплуатируемых коллекторов. Интерпретация результатов исследований в большинстве районов проводится на основе методических приемов, разработанных, в основном, для гранулярных коллекторов, залегающих относительно неглубоко. При интерпретации результатов, полученных для глубоко залегающих горизонтов часто не учитывают глубинные условия, что в большинстве случаев является источником ошибочных заключений.

Выполненные в Советском Союзе и за рубежом экспериментальные работы показывают, что количественная и качественная интерпретация результатов геофизических исследований глубоко залегающих отложений имеет свои особенности. Как было отмечено выше на больших глубинах под влиянием жестких термобарических условий происходит значительное изменение свойств пород и характера петрофизических связей, которые являются основой интерпретации данных геофизических

исследований. Неучет влияния пластовых условий может в этих случаях привести к ошибке в определении пористости по данным электрометрии, достигающей 80%.

Оценка характера насыщения коллекторов проводится, главным образом, по данным метода сопротивления на основании расчета параметра нефтегазонасыщения ($P_н$). В результате лабораторного изучения установлено, что при увеличении эффективного давления характер зависимости $P_н = f(K_в)$ не меняется ($K_в$ - коэффициент водонасыщенности). Следовательно, для оценки водонасыщенности коллектора можно использовать эту зависимость, построенную для обычных условий.

В связи с необходимостью интерпретации данных сейсморазведки и акустического каротажа в последние годы уделялось большое внимание изучению упругих свойств горных пород. Установлено, что при повышении давления скорость продольных волн для песчано-глинистых и карбонатных пород увеличивается. Повышение температуры вызывает противоположный эффект. При одновременном увеличении давления и температуры для водонасыщенных пород вначале наблюдается повышение скорости распространения продольных волн, а при дальнейшем возрастании давления и температуры скорость распространения продольных волн постепенно снижается.

Поэтому необходимо обязательное уточнение петрофизических зависимостей для пород на больших глубинах с учетом действующих на них температур и давлений. В то же время необходимый для уточнения этих зависимостей керн в подавляющем большинстве случаев поднимается в недостаточном объеме.

Темпы лабораторного исследования извлекаемых на поверхность образцов керна также не удовлетворяют службу интерпретации. Анализы керна отстают во времени от проходки скважин и, как правило, не могут быть использованы при оперативной интерпретации материалов промысловой геофизики.

Необходимо отметить, что лабораторное исследование образцов керна, поднятых с больших глубин, должно выполняться в условиях, близких к естественным, на установках высокого давления и температур. Из-за большой трудоемкости таких исследований, они выполняются в небольших количествах.

Выполненный объем испытаний скважин на больших глубинах еще невелик и недостаточен для установления геофизических критериев оценки коллекторов статистическими методами.

8-199

Наличие зон аномально высоких пластовых давлений на большинстве площадей разведочного бурения Южного Прикаспия, Северного Кавказа и, частично, Волгоградского Поволжья вынуждает применять промывочные жидкости с повышенным удельным весом. За счет этого при бурении возникают глубокие репрессии на пласт.

Бурение даже 100-метрового интервала, являющегося, в лучшем случае, минимальным между циклами промыслово-геофизических работ, на глубинах 4500 м и более, как правило, длится не менее 30 дней. Поэтому во вскрываемые скважинами коллекторы (особенно в верхней части интервала) происходит глубокое внедрение фильтрата промывочной жидкости, искажающее геофизические характеристики. Практически же интервалы времени между циклами промыслово-геофизических исследований часто превышают 30 дней.

Степень изученности разрезов глубоких скважин различными геофизическими методами недостаточно высока. Осложнение ствола скважин особенно, делает невозможным выполнение измерений по всему разрезу в призабойной части. В связи с этим важное значение приобретает информация, поступающая в процессе бурения скважин, в частности, данные о дифференциальном расходе промывочной жидкости и продолжительности проходки. Сбору, систематизации, обработке и анализу этих данных при оперативной интерпретации уделяется пока недостаточное внимание.

Влияние образования желобов на показания некоторых геофизических методов

Фактический диаметр бурящейся скважины обычно отличается от номинального и не остается постоянным. Вследствие того, что изменение диаметра скважины оказывает влияние на показания почти всех геофизических методов (особенно с малым радиусом исследования), кавернометрия является в настоящее время обязательным методом исследования бурящихся скважин; при этом кривые дают сведения только об осредненном диаметре скважины. Между тем при бурении скважин в ряде случаев в их стенках образуются желобы, особенно характерные для глубоких скважин. Среди факторов, влияющих на процесс желобообразования, основными являются литологический состав пород, искривление ствола, продолжительность бурения. В наибольшей степени образование желобов характерно для пород с невысоким критическим напря-

жением - чистых глин и заглинизированных разностей песчаников, алевролитов, карбонатов. Образование желобов может начинаться с момента вскрытия интервала и продолжаться вплоть до его обсадки. Чем больше времени проходит после вскрытия интервала, тем более плотные породы вовлекаются в процесс желобообразования.

При глубоком и сверхглубоком бурении фактор времени оказывает особенно сильное влияние на образование желобов. Дело в том, что во многих регионах конструкции скважин предусматривают выход открытого ствола из-под башмака промежуточной колонны протяженностью более 2000 м.

Поэтому сведений только об осредненном диаметре скважины (кавернограмма) при сверхглубоком бурении явно недостаточно. Необходимо знать, каким образом сечение скважины или хотя бы профили стенок изменяются с увеличением глубины. Для получения представлений об изменении профиля стенок скважины с возрастанием глубины в последнее время все чаще проводятся замеры профилемерами. За один спуск-подъем прибора получают 2-3 профилеграммы стенок скважины и кавернограмму ствола.

Практика исследования сверхглубоких скважин показывает, что наличие желобов в стволе оказывает существенное влияние на показания геофизических методов.

Особенно сильное влияние желобов наблюдается при микроэлектрических методах исследования (обычные микрозонды, микробоковой каротаж). В этих случаях трудно обеспечить надежный контакт электродного башмака со стенкой скважины и при повторных замерах башмак передвигается вдоль другой образующей. Показания установок настолько искажены, что повторяемость кривых в ряде случаев полностью отсутствует (рис.4).

За счет образования желобов также отмечаются искажения показаний при проведении нейтронного-гамма каротажа. Эти искажения особенно заметны в случаях глубоких, но небольших по протяженности (2-3 м) желобов и наиболее характерны для разрезов скважин Волгоградского Поволжья. Ложные минимумы на кривой НГК могут быть ошибочно приняты (в случае отсутствия профилеграмм) за отложения с улучшенными коллекторскими свойствами.

Из изложенного следует, что профилеграммы являются важным и необходимым источником информации и их отсутствие может в значительной мере повлиять на правильность интерпретации результатов геофи-

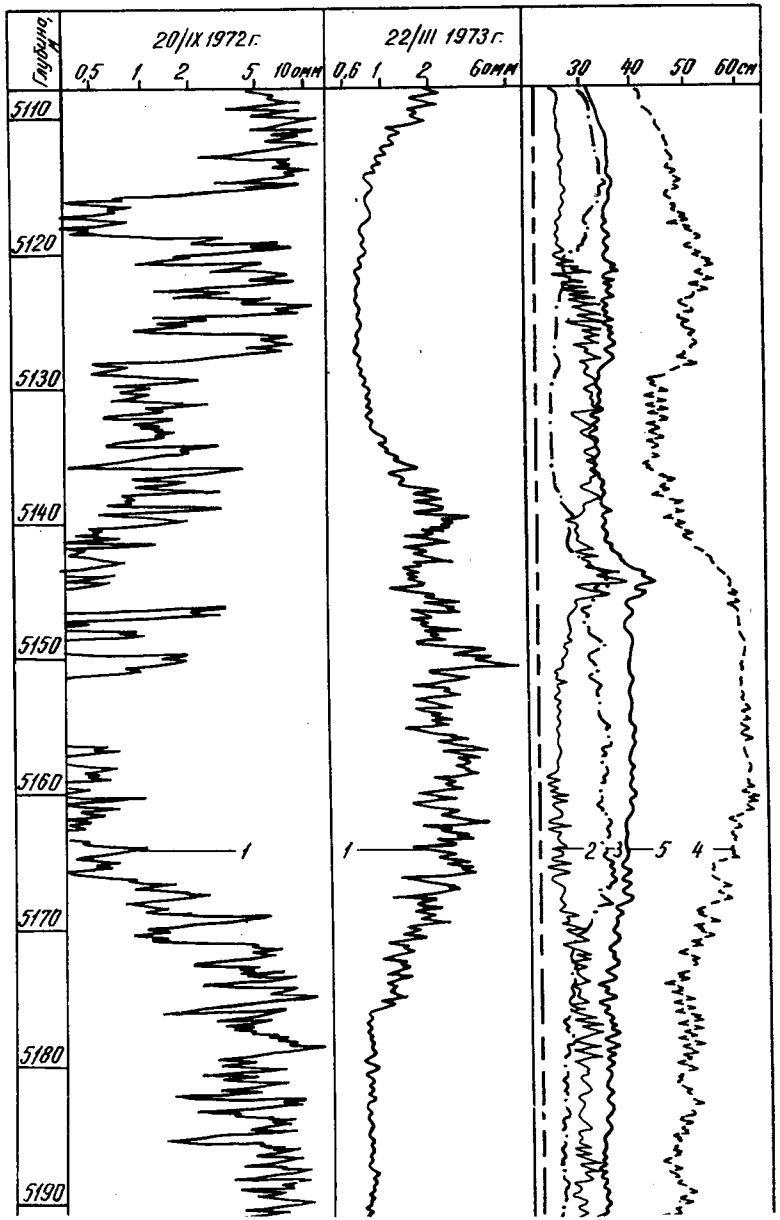


Рис.4. Влияние образования желобов на показания МБК (скв.I площадь Бурунная, "Грознефть"):
I - МБК; 2,3,4 - профилеграммы; 5 - кавернограмма

зических исследований разрезов сверхглубоких скважин. Кроме того, регистрация профилеграмм полезна для уточнения выбора интервалов пакеровки при опробовании пластов, предупреждения осложнений при бурении и спуске колонн и др.

Особенности интерпретации результатов электрометрии

В настоящее время среди применяемых при изучении разрезов сверхглубоких скважин комплексов геофизических исследований доминирующее положение занимают различные модификации электрического каротажа. Методы электрического каротажа широко используются для выделения коллекторов и оценки характера их насыщения. Неглубоко залегающие коллекторы с высокой и средней пористостью уверенно выделяются в разрезе по характерным признакам (трехслойная кривая зондирования, положительные приращения микрозондов, сужение диаметра скважины, отрицательная аномалия ПС и др.).

Как было отмечено, с увеличением глубины залегания происходит уплотнение отложений и уменьшение их пористости. Нивелируется разница в физических и коллекторских свойствах пород различного литологического состава. В результате геофизические признаки отдельных литологических разностей во многом сходны между собой и провести по ним расчленение разрезов и выделение коллекторов затруднительно.

При бурении многих сверхглубоких скважин применяются растворы с повышенным удельным весом и репрессии на пласты при их вскрытии достигают десятков и даже сотен атмосфер. Время, прошедшее между вскрытием интервалов и их исследованием, велико и превышает в отдельных случаях несколько месяцев.

Влияние указанных факторов (низкая пористость, большие репрессии на пласт, длительность бурения) приводит к тому, что во многих коллекторах со средней и особенно с малой пористостью образуется зона проникновения, соизмеримая по глубине с радиусом исследования наибольшего градиент-зонда из комплекта БКЗ (АО = 8,5 м). Поэтому в результате обработки материалов БКЗ по глубоко залегающим отложениям в основном получают двухслойные кривые зондирования (независимо от наличия или отсутствия коллекторов). Это препятствует уверен-

9-199

ному выделению коллекторов. Увеличение размера зонда нецелесообразно вследствие ограниченных мощностей большинства изучаемых пластов.

В то же время в разрезах многих сверхглубоких скважин ряда регионов установлено наличие значительного количества пластов, характеризующихся трехслойными кривыми зондирования с неглубоким понижающим проникновением фильтрата раствора.

Более 90% таких пластов характеризуются отношением $D/d \leq 2$; в остальных случаях $D/d = 4$. При подобных отношениях точное определение удельного сопротивления зоны проникновения по левой ветви кривой зондирования, как правило, невозможно. Полученное в результате обработки БКЗ по большинству пластов отношение $\rho_{зп}/\rho_p \approx 5$–$20$.

В промысловой геофизике пониженное проникновение связывается с нефтегазоносностью отложений. В описанных же случаях оно связано с образованием ослабленной прискважинной зоны, появляющейся вследствие нарушения скважиной характера напряжений, сложившихся в массиве горных пород, дополнительного механического воздействия бурильного инструмента и гидравлического воздействия столба промывочной жидкости. В литературе описаны случаи получения трехслойных кривых зондирования с $\rho_{зп} < \rho_п$ в отдельных пластах неглубоко залегающих отложений, объясняемые также образованием ослабленной зоны. При проводке сверхглубокой скважины с увеличением глубины залегания отложений разница напряжений, действующих на пласт в различных направлениях, возрастает, усиливается влияние механического и гидравлического факторов. Так как источником возмущений служит ствол скважины, то вероятность образования ослабленной прискважинной зоны при сверхглубоком бурении выше, чем в скважинах небольшой глубины.

Опробование пластов, характеризующихся трехслойными кривыми зондирования, с проникновением, понижающим удельное сопротивление пласта, в большинстве случаев оказалось безрезультатным. Из отдельных пластов получены слабые притоки пластовой воды, дебиты которой не превышали нескольких кубических метров в сутки. Наиболее часто подобное явление встречается в девонских отложениях в Нижнем Поволжье, а также в породах нижнего мела и юры в юго-восточной части Ставропольского края и др.

Несомненный интерес представляет изучение причин возможных изменений параметров ослабленной зоны. С этой целью исследовано влияние фактора времени и изменения удельного сопротивления промывочной

жидкости. Влияние фактора времени изучалось при временных замерах, проводившихся при каждом последующем исследовании скважин с перекрытием предыдущего интервала. Результаты обработки временных замеров позволили установить, что в пластах с ослабленной прискважинной зоной отношение $\mathcal{D}/d$ со временем не изменяется (рис.5).

Для изучения влияния изменения удельного сопротивления раствора проводились повторные измерения при его различных значениях. Установлено, что при переходе от пресного к сильно минерализованному раствору характер ($\rho_{зп} < \rho_{п}$) и глубина ($\mathcal{D}/d$) проникновения в пластах с ослабленной зоной не меняется. Следовательно, фактор времени и изменение удельного сопротивления промывочной жидкости практически не влияют на характер и глубину проникновения в пластах с ослабленной прискважинной зоной.

Влияние ослабленной прискважинной зоны может привести также к снижению показаний микробокового каротажа. При совместной обработке данных бокового и микробокового методов вследствие более высоких значений БК ($\rho^{БК} > \rho^{МБК}$) может быть сделан ошибочный вывод о нефтегазоносности интерпретируемого пласта. Чтобы избежать ошибки, необходимо привлекать дополнительно материалы других геофизических методов исследования.

Образование этих зон в большей степени связано со стратиграфической приуроченностью, чем с глубиной залегания. Это особенно характерно для пород морсовского горизонта (девон) в Волгоградском Поволжье. В этих отложениях, как правило, обязательно выделяются пласты, характеризующиеся трехслойными кривыми зондирования с $\rho_{зп} < \rho_{п}$ независимо от глубины залегания. Так в скв.57 Перещепновской площади отложения морсовского горизонта вскрыты на глубине $\sim$ 4450 м и в скв.34 Камышинской площади - на глубине $\sim$ 5300 м. В этих отложениях, вскрытых обеими скважинами, трехслойными кривыми зондирования с $\rho_{зп} < \rho_{п}$ характеризуются многочисленные пласты. Причем, в скв.34 проникновение, понижающее сопротивление пласта, отмечается начиная именно с отложений морсовского горизонта.

Важную роль в образовании ослабленной зоны играет литологический фактор. Результаты обработки материалов БКЗ по сверхглубоким скважинам Ставропольского края показали, что ослабленные зоны пониженного сопротивления в глубоко залегающих отложениях мела и юры приурочены преимущественно к пластам известняков (см.рис.5). В глубоко залегающих отложениях девона Нижнего Поволжья, сложенных в ос-

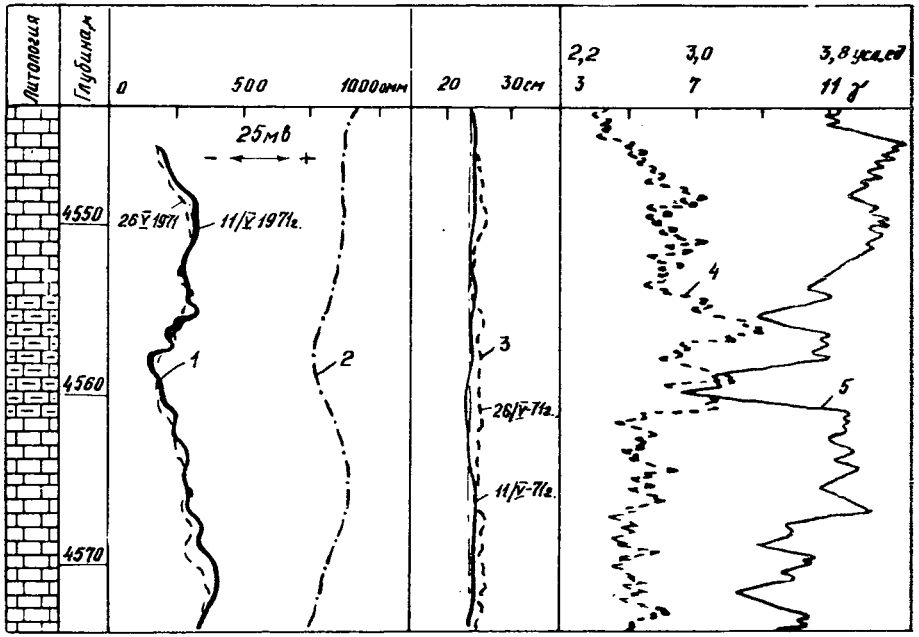
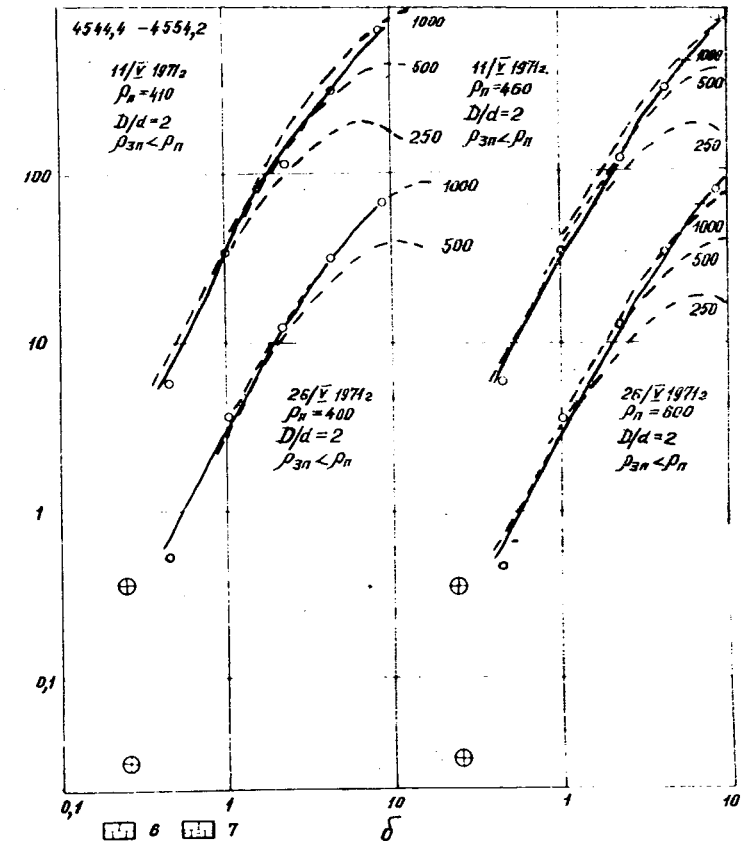


Рис.5.Влияние фактора времени на ослабленную прискважинную зону (скв.6, площадь Советская, "Ставропольнефтегаз"):
а - геофизическая характеристика разреза: I - А4М0,5; 2 - ПС; 3 - кавернограмма; 4 - ГК; 5 - НГК; б - кривые зондирования; 6 - известняк; 7 - известняк глинистый

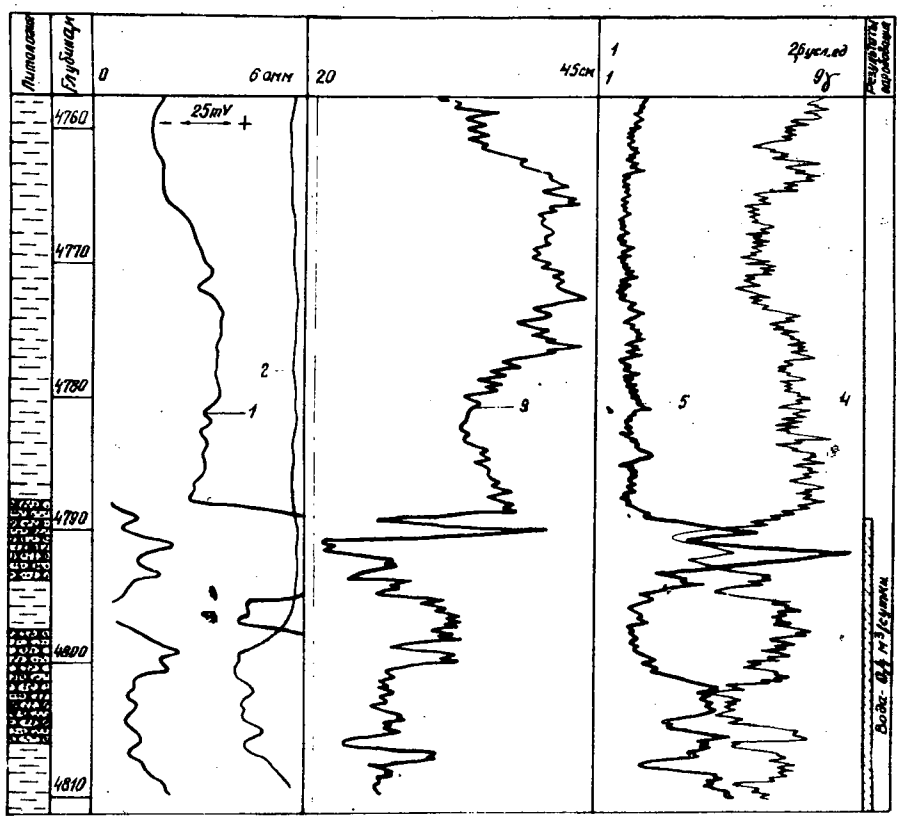


новном аргиллитами с прослоями песчаных и карбонатных пород, ослабленные прискважинные зоны пониженного сопротивления зафиксированы главным образом в карбонатных и глинистых породах; в песчаниках такие зоны встречаются редко (рис.6).

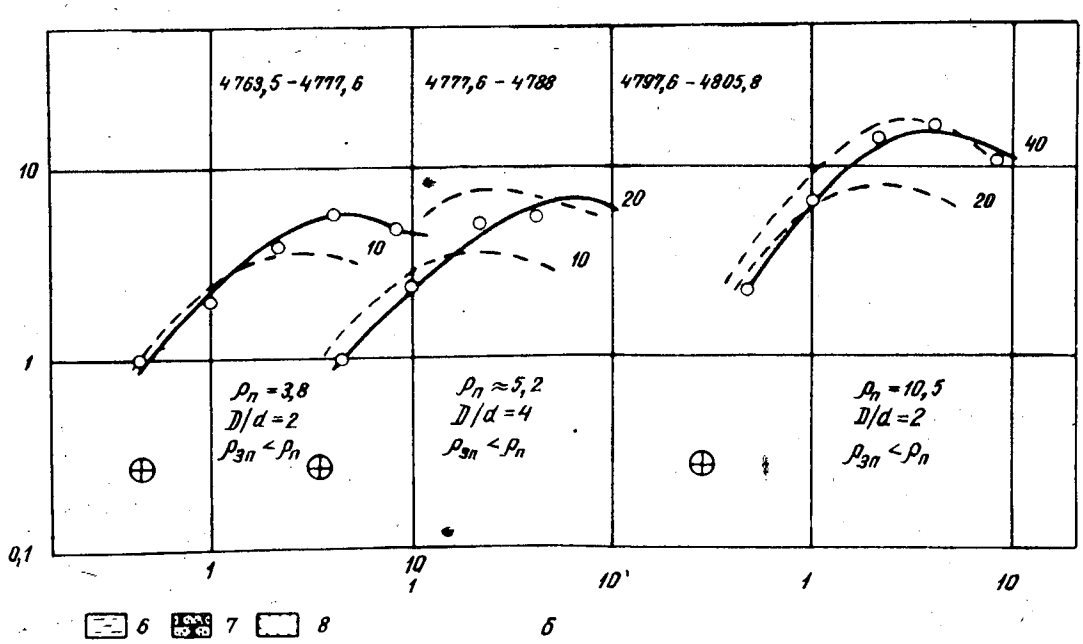
Известняки и песчаники с ослабленной прискважинной зоной по геофизическим характеристикам близки к плотным породам. В разрезе они отмечаются высокими показаниями методов сопротивления и НГК, незначительной естественной радиоактивностью, небольшим превышением фактического диаметра скважины над номинальным. Глинистые породы с ослабленной зоной имеют геофизическую характеристику обычных глин:

низкие показания методов сопротивления и НГК, высокую естественную радиоактивность, значительные размывы стенок скважины.

Следует отметить, что вероятность образования ослабленных зон в разрезах с широким развитием песчано-алевролитовых пород значительно ниже. Например, в глубоко залегающих юрских отложениях в Краснодарском крае широко распространены пласты песчаников и алевролитов. И, несмотря на то, что глубина отдельных скважин превышает 6000 м, пласты с образованием ослабленной зоны пониженного сопротивления встречаются в крайне редких случаях. До настоящего времени не выявлены пласты с образованием ослабленной прискважинной зо-



а



б

Рис. 6. Образование ослабленной прискважинной зоны в терригенном разрезе. Скв. 6I, площадь Щербаковская ("Нижневолжскнефть"):
а - геофизическая характеристика разреза: I - АВМI; 2 - ПС; 3 - кавернограмма; 4 - ГК; 5 - НГК; б - кривые зондирования; 6 - аргиллит; 7 - песчаник; 8 - сетчатый фильтр

ны в глубоко залегающих песчано-глинистых отложениях третичного возраста в Западной Туркмении, Азербайджане и на морских площадях Каспия.

Таким образом, в разрезах сверхглубоких скважин образование ослабленных прискважинных зон следует ожидать, прежде всего, в карбонатных и глинистых породах. Полученные на основании обработки материалов электрического каротажа по сверхглубоким скважинам данные о влиянии литологического фактора на образование ослабленных прискважинных зон пониженного сопротивления подтверждаются результатами лабораторного изучения керна. По степени убывания трещиноватости выделен следующий литологический ряд: известняки - мергели - аргиллиты - глины - алевролиты.

В отдельных скважинах мощности пластов, где отмечена подобная зона проникновения, в сумме составляют значительные интервалы. Например, в скв.6 Советской площади (Ставропольский край) в интервале 4400-4950 м суммарная мощность 25 пластов, имеющих зону проникновения с сопротивлением $\rho_{зп} < \rho_{п}$, составляет 309 м.

При интерпретации данных электрометрии существенные затруднения встречаются в литологически почти однородных уплотненных отложениях, имеющих отдельные прослои с повышенной пористостью, а также в отложениях с частым чередованием маломощных пород различного литологического состава.

Примером отложений первого типа могут служить песчано-алевролитовые породы воробьевского горизонта (девон) в разрезе Западно-Ровенской площади Саратовского Поволжья (объединение "Саратовнефтегаз"). На общем фоне отложений с низкой пористостью ($K_{п}$ =0,08-0,I) встречаются маломощные (0,5-2 м) проницаемые участки с пористостью I3% и выше. Выделение таких участков в разрезе проводится по результатам измерений методами ПС, микрозондов (обычных и фокусированного), акустического, бокового, индукционного и гамма-каротажа. Причем на кривых обычных микрозондов положительные приращения часто не фиксируются вследствие небольшой толщины глинистой корки или ее полного отсутствия. Проникновение фильтрата раствора в продуктивные (газоносные) коллекторы способствует образованию зоны пониженного сопротивления, искажающей показания индукционного каротажа. В этих условиях определение удельного сопротивления незатронутой проникновением части пласта наиболее целесообразно проводить по комплексу измерений боковым трехэлектродным и микробоковым методами.

Наиболее характерным примером отложений второго типа являются породы мосоловско-морсовского горизонта девона, вскрытые на ряде площадей Волгоградского Поволжья (объединение "Нижневолжскнефть"). Эти отложения представлены чередующимися породами, которые отличаются друг от друга по сопротивлению более чем в 100 раз (от 10-20 до 1000-1500 омм). Вследствие резких экранирований применение БКЗ для определения удельного сопротивления пород неэффективно. В этом случае основным методом выделения пород и оценки их сопротивления является боковой трехэлектродный каротаж.

Особенности интерпретации материалов нейтронных методов каротажа при исследовании разрезов сверхглубоких скважин

Количественная интерпретация данных нейтронных методов каротажа основана на приведении результатов измерений в скважинах к единым условиям (т.е. к единому масштабу пористости) либо путем калибровки (нормирования) показаний аппаратуры в специальных эталонированных устройствах, либо практическим эталонированием замеров в каждой исследуемой скважине по двум опорным пластам с известными, выдержанными свойствами и выражением результатов замеров в виде двойного разностного параметра:

$$\Delta J_{пр} = \frac{J_x - J_{min}}{J_{max} - J_{min}} \qquad (1)$$

Создание эталонировочных устройств с несколькими искусственными средами, аналогичными породам с заданной пористостью, встречает до сих пор значительные трудности. Разработанные во ВНИИЯГГе и НВНИИГГ эталонировочные устройства не находят пока практического применения.

Поэтому в геофизических предприятиях при интерпретации данных НГК обычно нормируют результаты замеров по методике двух опорных горизонтов. В то же время, поскольку глубоко залегающие отложения изучены еще недостаточно, выделить необходимые для этого пласты в большинстве случаев крайне затруднительно. Только в разрезе глубоких скважин Саратовского Поволжья более или менее уверенно выделяются два необходимых опорных горизонта. Для таких скважин в Волгоградском Поволжье можно выделить плотный опорный пласт в отложениях верхнего девона, которые часто не освещаются радиоактивным каротажем за один цикл исследования с глубокозалегающими породами; плас-

ты размытых глин могут быть найдены по ряду стратиграфических подразделений разреза, в том числе в кыновско-пашийских отложениях. В районе Ставрополя в отложениях на больших глубинах возможно выделить недостаточно изученные по выдержанности плотные горизонты, реперные пласты размывающихся глин отсутствуют.

Для района Краснодара, наоборот, возможно выделить горизонты размытых глин и затруднительно найти выдержанные плотные пласты. В разрезах глубоких скважин ЧИАССР выделяются плотные горизонты с недостаточно изученной выдержанностью свойств; в качестве опорного пласта высокой пористости используется искусственный горизонт, соответствующий пласту глин майкопских отложений (для него построены по статистическим данным специальные пересчетные графики). В разрезах исследуемых скважин Азербайджана, Западной Туркмении, акватории Каспийского моря, представленных глинистыми породами, опорные горизонты не выделяются.

Применяемое повсеместно эталонирование аппаратуры РК ограничено средой 100-процентной водонасыщенностью. Лишь в Саратовском Поволжье проводится эталонировка по двум средам.

Очевидно, что в описываемых условиях большое значение приобретает проблема оценки ошибки в определениях по данным НГК значений коэффициента пористости пород, вызываемая неправильностью выбора опорных горизонтов.

Задача нахождения ошибки в определении $K_п$ представляет собой оценку вариации двойного разностного параметра $\Delta J_{пр}$ для данного разреза в зависимости от ошибки параметров пластов, выбранных за опорные.

Выражение для относительной ошибки $\delta\Delta J_{пр}$ величины двойного разностного параметра имеет вид:

$$\delta\Delta J_{пр} = \left| \frac{J_{пр}^{min}}{J_{пр}^{max} - J_{пр}^{min}} - \frac{J_{пр}^{min}}{J_x - J_{пр}^{min}} \right| \delta J_{пр}^{min}, \quad (2)$$

(в случае неточности в выборе опорного пласта с минимальным значением $J_{пр}$),

$$\delta\Delta J_{пр} = \left| \frac{J_{пр}^{max}}{J_{пр}^{max} - J_{пр}^{min}} \right| \delta J_{пр}^{max} \quad (3)$$

(в случае неточности в выборе опорного пласта с максимальным значением $J_{пр}$).

Рассмотрение этих выражений показывает, что при выборе опорных пластов особое внимание следует уделять выбору пласта с минимальными показаниями $J_{n\gamma}^{min}$. В то же время ошибка в значении коэффициента пористости ($K_п$) при неоднозначности в выборе плотного опорного пласта (с показаниями $J_{n\gamma}^{max}$) будет постоянной во всем интервале пористости.

Результаты расчетов по приведенным формулам показаны на рис.7.

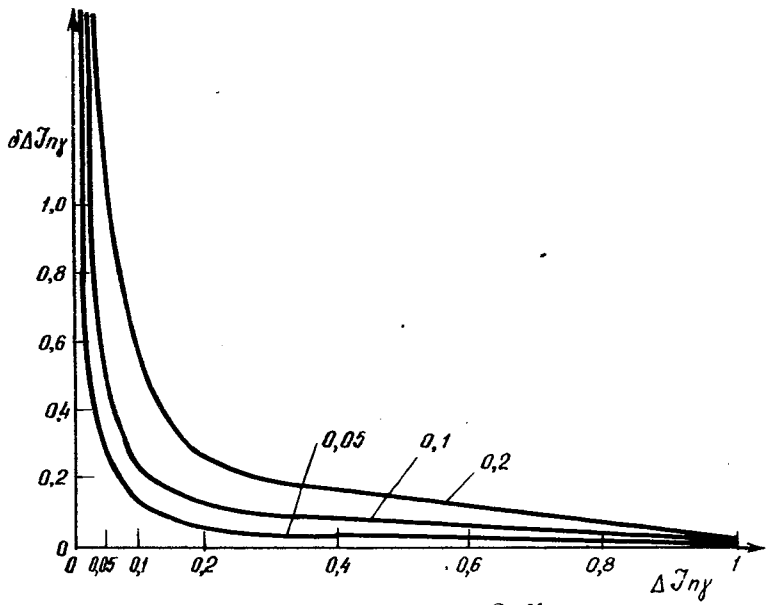


Рис.7.Зависимость относительной ошибки $\delta \Delta J_{n\gamma}$ от изменения $\Delta J_{n\gamma}$: цифр кривых $\delta J_{n\gamma}^{min}$

Глубокие скважины чаще всего вскрывают уплотненные породы. Коллекторы этих пород обладают низкой пористостью, часто имеют сложное, слоистое строение и развитую систему вторичной пористости. По литологическому составу они относятся в равной мере и к карбонатным, и к терригенным породам.

Влияние трещинной и кавернозной пористости на показания НГК в разрезах с общей низкой пористостью изучено еще недостаточно. Обычно считается, что наличие такой пористости сказывается на результатах НГК в незначительной мере. Теоретические исследования, проведенные в МИНХиГП, указывают, что в изотропной гетерогенной среде ве-

личина пористости, определенная нейтронными методами, занижена по сравнению с ее истинным значением. Влияние гетерогенности среды становится значительным при размерах структурных элементов около 5-10 см

Изучение сложных сред в настоящее время проводится ВНИИЯГТом совместно с НВНИИГГ (Саратов) на модели НВНИИГГ. Одновременно ведутся теоретические расчеты, которые впоследствии будут увязаны с результатами работ на моделях.

Имеющиеся палетки для интерпретации материалов НГК рассчитаны на исследование карбонатных отложений. По литературным данным показания НГК в пластах песчаников с низкой пористостью значительно отличаются от показаний НГК в карбонатах с той же пористостью из-за различий в химическом и литологическом составе. Однако, палетки для интерпретации данных НГК при исследовании песчаных коллекторов или какие-либо графики поправок на влияние литологического состава пока не созданы.

Особенности интерпретации материалов акустического каротажа при изучении глубоких горизонтов

При изучении разрезов глубоких скважин геофизическими методами за последние годы все более широкое применение в комплексе исследований находит акустический каротаж по скорости. С помощью метода АК в настоящее время проводится уточнение литологического состава пород, пройденных скважиной, и оценка их коллекторских свойств.

Для определения пористости пород по величине скорости распространения (интервальному времени) продольной волны на основании результатов теоретических и экспериментальных исследований предложен ряд зависимостей, в которых как правило, не учитывается влияние высоких горных давлений и температур на результаты замеров.

Из всех известных зависимостей наибольшее распространение в практике интерпретации результатов акустического каротажа получило эмпирическое уравнение среднего времени:

$$\Delta T = K_п \cdot \Delta T_ф + (1 - K_п) \cdot \Delta T_{ск}, \qquad (4)$$

где ΔT – интервальное время пробега продольной волны в пористой среде;

$\Delta T_ф$ – интервальное время пробега продольной волны по флюиду, заполняющему поры породы;

$\Delta T_{ск}$ – интервальное время пробега продольной волны в материале скелета породы;

$K_п$ – коэффициент пористости породы.

Для расчета коэффициента пористости по уравнению (4) необходимо, кроме зарегистрированных значений интервального времени пробега по породе, знать интервальное время пробега продольной волны по скелету изучаемых горных пород и во флюиде, заполняющем поры породы. Значения интервального времени пробега или скорости продольной волны для основных типов горных пород, залегающих на относительно неоольших глубинах (до 3000 м), приводятся в соответствующих справочниках и руководствах.

Как было отмечено выше, при исследовании на установках высокого давления и температуры образцов пород различного литологического состава установлено, что с ростом давления и температуры происходит существенное изменение упругих свойств пород [I]. Очевидно, в реальных условиях залегания глубоких горизонтов следует также ожидать изменения упругих свойств изучаемых отложений. Поэтому рекомендуемые справочниками величины интервального времени пробега продольной волны по скелету различных пород требуют уточнения для условий высоких давлений и температур.

Обычно для уточнения интервального времени пробега продольной волны по скелету различных пород зарегистрированные значения интервального времени сопоставляются с коэффициентом пористости или с удельным электрическим сопротивлением. Наиболее точные значения интервального времени пробега волны по скелету получают при сопоставлении зарегистрированных величин интервального времени с значением коэффициентов пористости, определенных на образцах керна [4]. Подобные сопоставления возможны лишь при сплошном отборе керна в значительных интервалах глубин, при его высоком выносе и надежной привязке по глубине. Практика бурения глубоких скважин во многих нефтедобывающих районах (ЧИ АССР, Волгоградское Поволжье, Ставропольский край, Краснодарский край и др.) показала, что керн отбирается периодически в небольших интервалах (3-5 м), его вынос редко превышает 40%, точная привязка керна по глубине затруднена.

Уточнение величины интервального времени пробега продольной волны по скелету породы можно также провести путем сопоставления зарегистрированных значений интервального времени с коэффициентами пористости, полученными по данным какого-либо другого геофизического метода (электрометрия, радиометрия). Однако, вследствие отсутствия надежно установленных зависимостей между относительным сопротивлением и коэффициентом пористости для конкретных глубинных усло-

вий залегания большинства изучаемых отложений, определение коэффициента пористости по данным электрометрии для глубоко залегающих отложений затруднительно. Возможности применения радиоактивного каротажа (НГК) для оценки коэффициента пористости глубоко залегающих отложений ограничены из-за: а) существенных трудностей с выбором опорных пластов в целом ряде регионов (Азербайджан, Западная Туркмения, ЧИ АССР, Ставропольский край и др.); б) отклонения от линейной зависимости показаний НГК от пористости в области $K_п < 4\%$.

Таким образом, уточнение величины интервального времени пробега по скелету породы для глубоко залегающих отложений путем сопоставления зарегистрированных значений интервального времени и определенного тем или иным спосооом коэффициента пористости на данном этапе невозможно.

Наиболее реальным способом уточнения величины $\Delta T_{ск}$ для глубоко залегающих отложений в настоящее время является сопоставление зарегистрированных значений интервального времени пробега с удельным сопротивлением пластов. Выбор метода оценки удельного сопротивления обусловлен высокой разрешающей способностью акустического каротажа. В связи с этим наиболее целесообразным является применение трехэлектродного бокового каротажа или индукционного метода.

Определение величины интервального времени пробега по скелету выполняется путем построения графика, по оси абсцисс которого в линейном масштабе откладываются зарегистрированные значения времени пробега, а по оси ординат в специальной функциональной шкале - соответствующие им значения удельного сопротивления. Через нанесенные точки проводится прямая, при экстраполяции которой до пересечения с прямой $\rho_п = \infty$ находят уточненную величину $\Delta T_{ск}$.

По материалам геофизических исследований отдельных скважин объединений "Грознефть", "Нижневолжскнефть", "Ставропольнефтегаз", "Саратовнефтегаз" описанным способом уточнено значение интервального времени пробега продольной волны по скелету карбонатных (преимущественно известняки) глубоко залегающих пород. Интерпретация проводилась по отложениям верхнего мела ("Грознефть"), юры-триаса ("Ставропольнефтегаз"), перми-карбона ("Нижневолжскнефть"), девона ("Саратовнефтегаз"). Установлено, что в реальных условиях залегания глубоких горизонтов интервальное время пробега продольной волны по скелету известняков составляет 158-166 мксек/м. Полученные значе-

ния превышают рекомендуемую и широко используемую на практике для известняков величину $\Delta T_{ск}$ = 156 мксек/м.

С целью оценки влияния комплексного воздействия температур и давлений на упругие свойства известняков верхнего мела (ЧИ АССР) построена зависимость изменения величины интервального времени пробега по скелету от глубины залегания отложений (рис.8). Анализ полученной зависимости показывает, что до глубины ~ 4500 м значения $\Delta T_{ск}$ уменьшаются, а ниже глубины 4500 м начинают возрастать. Уменьшение величины интервального времени пробега по скелету с увеличением глубины залегания рассматриваемой формации до 4500 м обусловлено преимущественным влиянием давления на упругие свойства, в то время как ниже 4500 м доминирующим фактором, определяющим возрастание значений $\Delta T_{ск}$, является температура.

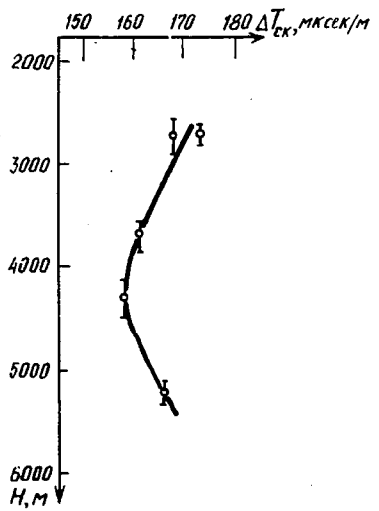


Рис.8. Изменение величины интервального времени пробега продольной волны по скелету породы в зависимости от глубины (верхнемеловые известняки ЧИАССР)

Полученные результаты находятся в полном соответствии с данными экспериментальных исследований [1]. Приведенная на рис.8 зависимость может быть использована для более обоснованного выбора величины интервального времени пробега продольной волны по скелету верхнемеловых известняков в ЧИ АССР в условиях их глубокого залегания. На основании полученной зависимости и с учетом результатов экспериментальных исследований можно предполагать, что при вскрытии

известняков верхнего мела на глубине более 5500 м величина интервального времени пробега по скелету превысит 170 мксек/м.

Таким образом, результаты определения интервального времени пробега продольной волны по скелету породы показывают, что даже для пород одного литологического состава и возраста величина $\Delta T_{ск}$ не остается постоянной, а меняется с увеличением глубины их залегания, т.е. зависит от реальных значений горного давления и температуры. Следовательно, для расчета коэффициента пористости с помощью уравнения среднего времени необходимо по данным об отложениях определенного литологического состава и стратиграфической приуроченности уточнять величину интервального времени пробега продольной волны в скелете породы либо по каждой глубокой скважине отдельно, либо по зависимости изменения величины $\Delta T_{ск}$ с увеличением глубины.

С целью учета влияния глубинных условий на скорость распространения продольной волны в работе [3] предложено использовать специальное уравнение, причем для его применения необходимо экспериментальное изучение входящих в него параметров на образцах пород исследуемых отложений с помощью установки высокого давления и температуры. Вследствие незначительного выноса керна из глубоких горизонтов и больших затрат времени на исследование образцов в условиях, близких к пластовым, возможности такого изучения керна в лаборатории ограничены. Поэтому определение пористости с помощью предложенного уравнения при обработке материалов акустического каротажа пока не нашло широкого применения.

Раздел IУ

КОМПЛЕКСЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИН НА ОСОБО БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Комплексы исследований и испытаний особо глубоких скважин в каждом отдельном случае определяются конкретными геолого-геофизическими и техническими условиями бурения и состояния скважин, особенностями того или иного метода геофизических исследований и испытаний, а также обеспеченностью аппаратурой, оборудованием и кабелем с необходимыми эксплуатационными характеристиками.

Ниже дается краткий обзор состояния основных геофизических методов исследования применительно к условиям особо глубокого бурения на нефть и газ.

Техника, методика выполнения замеров и интерпретации получаемых результатов, а также возможности применения бокового каротажного зондирования (БКЗ) и стандартных зондов электрометрии широко известны, поэтому они в настоящем обзоре не рассматриваются.

Необходимо, однако, отметить некоторые особенности применения метода ПС на больших глубинах. При исследовании карбонатных, особенно трещинных коллекторов эффективность метода существенно снижается. Кроме того в отдельных стратиграфических толщах некоторых регионов наблюдается отсутствие дифференциации кривои. Примером таких толщ могут служить отложения терригенного девона Волгоградского Поволжья.

Микрозондирование, хотя и проводится во многих скважинах, в условиях глубоко залегающих отложений, как правило, малоэффективно. Это связано с сильной кавернозностью и образованием желобов, что препятствует надежному контакту электродного башмака со стенками скважины на больших глубинах. Кроме того, в песчано-глинистых разрезах за счет применения тяжелых вязких растворов образуются толстые глинистые корки, нивелирующие показания обоих микрозондов.

Интенсивное образование желобов приводит к тому, что обычная кавернометрия становится недостаточно эффективной при изучении изменений в стволе особо глубоких скважин. Поэтому профилеграммы являются важным и необходимым источником такой информации и их отсутствие может существенным образом повлиять на правильность интерпретации результатов геофизических исследований на больших глубинах.

Малая чувствительность к изменению величины удельного сопротивления заполняющей скважину жидкости и высокая разрешающая способность метода бокового каротажа по величинам удельного сопротивления пород, а также возможность определения удельного электрического сопротивления достаточно тонких прослоев сделали боковой каротаж одним из наиболее перспективных методов геофизических исследований на больших глубинах, особенно при проведении временных замеров и измерений на 2-х растворах.

Однако, следует иметь в виду, что на результаты, получаемые со всеми без исключения установками, большое влияние оказывает зона повышающего проникновения. Степень такого искажения показаний будет

определяться соотношением величин удельного электрического сопротивления пласта и зоны проникновения, диаметром зоны проникновения, мощностью пласта, соотношением удельных электрических сопротивлений пласта и вмещающих пород. Таким образом это искажение практически не может быть учтено с помощью какого-либо постоянного коэффициента.

Наиболее широкое распространение в нашей стране получил боковой трехэлектродный каротаж (БК-3).

Электроды зонда БК-3 представляют собой объемные тела. Расчеты поля такой системы электродов сопряжены с определенными трудностями и для них необходимо использование ЭВМ достаточно высокого класса. Поэтому до последнего времени разработка теории метода и составление палеток для интерпретации его материалов у нас выполнялась с помощью сеточных каротажных моделей пласта (ЭКСМ-I) во ВНИИгеофизике (в Москве и Краснодарском филиале). Моделировались, в основном, одиночные пласты в симметричной вмещающей среде. Первоначальная конструкция сетки ЭКСМ-I предусматривала следующие параметры сред: $\rho_п$ и $\rho_{зп}$ - в пределах I÷250 ρ_c ; $\rho_{вм}$ = I-I0-I00 ρ_c ; D = 2 и 8 d; h = 2-4-8-I6-32 d и пласты бесконечной мощности. В дальнейшем сетки обоих ЭКСМ-I были модернизированы с целью повышения диапазона моделируемых сред до значения I000 ρ_c . Моделировались, в основном, одиночные пласты в симметричных относительно них вмещающих средах. Объем моделирования сложно построенных сред весьма ограничен.

В I965 и I972 гг. были изданы (ВНИИГеофизика) широко известные альбомы палеток и номограмм для интерпретации материалов бокового трехэлектродного каротажа. Эти альбомы рассчитаны для зонда БК-3 аппаратуры АБК-3, ТБК, АБКТ или Э-I (диаметра 70-73 мм и длиной 3,2 м). Для аппаратуры уменьшенного диаметра типа АБКМ и Э-7 палетки не построены. Не разработана методика снятия отсчетов БК-3 для сложно построенных пластов (чередование прослоев с резким изменением величин их удельных сопротивлений) и интерпретации в этих ситуациях данных метода.

При исследовании пород на больших глубинах, отличающихся повышенными удельными сопротивлениями, комплексирование замеров БК-3 с данными обычных градиент- и потенциал-зондов не всегда эффективно. Более перспективным в этих случаях является комплексирование резуль-

татов БК-3 с данными радиоактивного, акустического и микробокового каротажа.

В СССР применяются комплексные замеры многоэлектродными зондами: БК-7 $L_A 3q4$, $L_A 1{,}2q1$ и ПБК $L_B 3L_A$ I,2qI (боковой многоэлектродный каротаж). Промышленные измерения регулярно выполняются Речицкой ПГК треста "Белоруснефтегеофизика" Министерства нефтяной промышленности, Астраханской ПГК Нижневолжского ГУ и Крымской ГП треста "Днепрогеофизика" Министерства геологии. Работы выполняются приборами, которые были выпущены мастерскими треста "Грознефтегеофизика" Министерства нефтяной промышленности и Центрального геофизического треста МГ РСФСР небольшими сериями. Киевским ОКБ ГП разработана, а Киевским ОЭЗГП выпущена установочная серия скважинных приборов для регистрации кривых КС с помощью указанных выше многоэлектродных зондов БК (шифр этой аппаратуры БКС-I). Эти приборы рассчитаны на максимальную температуру +I50°С и давление I000 ат. Внешний диаметр составляет I05 мм. Поэтому аппаратура БКС-I может применяться не во всех районах сверхглубокого бурения.

Как показал многолетний опыт, комплекс многоэлектродного бокового каротажа наиболее эффективен при исследовании скважин, заполненных минерализованным раствором. При его комплексном применении с микробоковым каротажем можно определять электрические параметры пластов мощностью I0 d и выше.

Электроды зондов аппаратуры БКС-I размещены на изолированном прочном корпусе скважинного прибора, в котором находится его электронная схема. Поскольку электроды зондов этой аппаратуры объемные, использование для интерпретации ее показаний палеток БК-7 (изданных во ВНИИГеофизика, I968 г.), рассчитанных для установок с точечными электродами, невозможно.

В настоящее время во ВНИИгеофизике завершено составление на основе моделирования с помощью ЭКСМ-I палеток для трех установок БК аппаратуры БКС-I с объемными электродами и методической инструкции по определению электрических параметров пластов.

Серийно выпускаемая аппаратура микробокового каротажа КМБК-3 используется для работы в скважинах с диаметром не менее I70 мм. Поскольку она рассчитана для условий +I20°С и 600 ат, она не может быть использована в большинстве скважин с глубиной более 4,0 км. Двухэлектродный зонд МБК этой аппаратуры полностью промоделирован во ВНИИГеофизике. По результатам этого моделирования в I972 г. во

ВНИИГеофизике изданы "Методические указания по боковому микрокаротажу", включающие набор палеток и номограмм.

Комплексная аппаратура типа Э-2 рассчитана на исследование скважин с достаточно тяжелыми условиями и диаметром не менее 140 мм. Особенностью этой аппаратуры является то, что прижатие башмаков зондов и рычагов каверномера осуществляется принудительно с помощью электромагнитных реле. Приборы Э-2 в отличие от известной аппаратуры КСУ-3 могут работать с одножильным кабелем.

Двухэлектродный зонд микробокового каротажа прибора Э-2 несколько отличается по геометрии от примененного в аппаратуре КМБК-3, что приводит к изменению его коэффициента. Количественная обработка данных может быть проведена по палеткам КМБК-3.

Индукционный каротаж в глубоких скважинах проводится преимущественно с помощью аппаратуры АИК-3 с зондом 6ФI либо 5ФI,2 (см.табл.3). Наиболее благоприятные условия для применения индукционного каротажа существуют в осооо глубоких скважинах, вскрывающих третичные отложения в Азербайджане, в пределах акватории Каспийского моря, в Западной Туркмении. Неглубокие зоны повышающего проникновения ($D/d \leq 2$-4), невысокие удельные электрические сопротивления пластов (0,5-10 омм), небольшие диаметры скважин (0,19-0,21 м), а также довольно высокие удельные электрические сопротивления промывочной жидкости способствуют эффективному применению метода. К неблагоприятным факторам относятся, в первую очередь, высокие гидростатические давления в скважинах, а также трудность обеспечения точной калибровки показаний индукционного зонда. Калибровка аппаратуры АИК-3 основана на 2-х точечной методике, при которой необходимо иметь два калибровочных сигнала, соответствующих проводящей и непроводящей средам. Ошибка в отсчете нижнего уровня (непроводящая среда) ведет к более значительным ошибкам, чем эквивалентная ошибка в проводящей среде. На практике линия нулевой проводимости обычно устанавливается по показаниям зонда против пластов удельного сопротивления 150-300 омы и при дальнейшей обработке все показания отсчитываются от этой линии независимо от уровня нуль-сигнала аппаратуры на диаграмме. Во многих регионах сверхглубокого бурения в разрезах скважин встречаются низкопористые породы высокого удельного сопротивления, что позволяет достаточно надежно контролировать линию нулевой проводимости. В разрезах третичных отложений рассматриваемых районов пласты вы-

сокого удельного сопротивления отсутствуют и положение линии нулевой проводимости устанавливается только по нуль-сигналу прибора. Для точной количественной интерпретации диаграмм индукционного каротажа этого недостаточно, в результате чего возможны грубые ошибки при определении $\rho_п$.

Особенностью разрезов сверхглубоких скважин является низкая пористость коллекторов, а так же разная степень глинистости пород. В этих условиях применяемый на практике метод НГК имеет следующие недостатки и ограничения:

наблюдается искажение линейной зависимости $J_{n\gamma} = f(K_п)$ при увеличении диаметра скважин;

высокое искажающее влияние содержания хлора в промывочной жидкости и пластовых водах на результаты измерений;

затруднение учета искажения показаний НГК за счет глинистости пород.

Определение пористости пластов по данным НГК при исследовании сверхглубоких скважин с использованием разработанных во ВНИИЯГТе палеток не получило распространения. Прежде всего это обусловлено многотипностью применяемой трестами аппаратуры и недостаточно разработанной методикой ее эталонирования.

Эталонирование аппаратуры РК в большинстве районов проводится в одной среде - пресной воде, что не позволяет использовать результаты измерений для оценки пористости пород.

Также ограничено использование методики двух опорных горизонтов с известными и выдержанными параметрами; выделение таких опорных пластов в разрезах поисковых и разведочных скважин на больших глубинах в большинстве районов практически невозможно. Отложения в районах Западной Туркмении, Мангышлака, Азербайджана, морских акваторий Каспия и, частично, Ставрополья отличаются повышенной глинистостью пород. Поэтому определение коэффициента пористости коллекторов в сверхглубоких скважинах по данным НГК практически не производится. Исключение составляют районы Волгоградского и Саратовского Поволжья, в которых для некоторых интервалов разреза могут быть выделены опорные пласты.

По-видимому, эта проблема может быть решена после разработки более совершенных систем эталонировки аппаратуры НГК, либо внедрением двухзондовой модификации аппаратуры НГК или ННК, которая находится в стадии разработки.

Для учета глинистости пород в глубоких скважинах широко применяется гамма-каротаж. С этой целью используется методика двух опорных пластов. В кароснатном разрезе иногда показания метода превышают показания против глин, что связано с процессами доломитизации.

К настоящему времени разработаны и разрабатываются несколько типов аппаратуры акустического каротажа, позволяющей расчленять разрез по скорости и затуханию звуковой волны.

Выпускавшаяся до сих пор серийно аппаратура СПАК-2М, предназначенная для работы в необсаженных скважинах диаметром 100-300 мм, вследствие недостаточной термобаростойкости (120°С; 600 ат) не может найти широкого повсеместного применения в сверхглубоких скважинах.

Отсутствие необходимых комплектующих изделий сдерживало применение акустического каротажа в скважинах с температурами 150-200°С. В последние годы разрабатываются температуростойкие скважинные приборы акустического каротажа типа СПАК-4.Более сложным является повышение баростойкости этой аппаратуры АК, что потребовало разработки баростойких излучателей, приемников и охранных кожухов.

Аппаратура типа СПАК-4 рассчитана на работу с кабелем длиной до 8000 м и разным типом центраторов.

Работами ВНИИГеофизики и ВНИИГИС обоснованы и разработаны методические основы применения АК и обработки его результатов. Однако, нужно иметь в виду, что методика исследования разрезов с помощью акустического каротажа, описываемая в литературе, может применяться при исключении глинистых и кавернозных интервалов, тонкопереслаивающихся пластов, интервалов с эксцентричным положением скважинного снаряда и других помех. Это, естественно, несколько снижает возможности применения метода на современном уровне его разработки.

Надежные сведения о коллекторских свойствах и характере насыщения пластов в сложных геолого-геофизических условиях могут быть получены при их испытании с помощью трубных испытателей (КИИ) в комплексе с геофизическими исследованиями. Нужно учитывать, что наряду с оценкой продуктивности того или иного интервала с помощью этого метода можно определять также и гидродинамические параметры пластов.

В последние годы в испытании скважин с трубными пластоиспытателями на больших глубинах имеются определенные достижения; испытания проводятся все в более сложных условиях и на больших глубинах.

Опыт работы с КИИ в глубоких скважинах позволил выявить некоторые особенности, влияющие на результаты испытаний. Среди них, несомненно, важнейшими являются фактор времени, прошедшего между вскрытием интервала при бурении и его испытанием, а также величина самого интервала испытания. Применяемая технология бурения с большими репрессиями на пласты снижает эффективность результатов не только геофизических исследований, но и испытаний пластов в процессе бурения.

Чтобы устранить влияние фактора времени на качество и эффективность работ с трубными испытателями в глубоких скважинах, испытания иногда проводят непосредственно после вскрытия нужного интервала и до проведения геофизических исследований. Преимущество подобных испытаний несомненно, так как поступает информация об объекте наименее затронутом влиянием раствора. Но в то же время при получении мощных притоков дальнейшее бурение прекращается и призабойная испытанная зона остается неисследованной геофизическими методами. Проведение необходимого минимального количества геофизических исследований и потом испытание с КИИ в оптимальные для каждого региона сроки является основным путем повышения эффективности гидродинамических исследований в комплексе с геофизическими методами. Испытание с КИИ до геофизических исследований должно проводиться только в исключительных случаях.

На практике неоднократно отмечалось отсутствие притоков из пласта при его испытании несмотря на хорошие геофизические характеристики и даже нефтегазопроявления при бурении. Видимо, это связано с ухудшением гидродинамической связи ствола скважины с пластом с течением времени. Обнаружено, что в первое время после вскрытия долотом коллектора с невысокой проницаемостью гидродинамическая связь его со скважиной сохраняется. Через небольшой промежуток времени эта связь со скважиной значительно ухудшается.

Получается следующая картина: с одной стороны, геофизические методы не могут однозначно решить вопрос о выделении проницаемых участков и характере их насыщения, вследствие больших репрессий за длительный период времени и ухудшенных коллекторских свойств (глу-

бокая зона проникновения), а с другой - испытания пластоиспытателем КИИ с целью устранения этой неоднозначности часто проводятся в сроки, которые нельзя признать оптимальными.

Объем и достоверность полезной информации резко возрастают при наличии глубинных проб пластового флюида, отобранных пробоотборниками КИИ. Из-за отсутствия промышленного выпуска пробоотборников заводами в геофизических предприятиях (Волгоград, Белоруссия и др.), применяются герметичные пробоотборники местного изготовления.Несмотря на то, что объем исследований проб, круг решаемых задач и некоторые другие методические вопросы в целом по отрасли не сформулированы, имеется определенный положительный опыт в этой области. Основным является подробный анализ растворенного газа, выделенного из отобранного флюида.

Применение на больших глубинах трубных пластоиспытателей (КИИ) в настоящее время ограничивается температурой +150°. Не доработана также практически методология испытаний пластов в части обеспечения необходимого времени стояния на притоке и снятия кривых восстановления давления на больших глубинах в песчано-глинистых разрезах.

Применение опробователей пластов на кабеле (ОПТ) на больших глубинах определяется их техническими параметрами; их эффективность снижается при работе в трещинных коллекторах.

При проведении газового каротажа в скважинах на больших глубинах определяющими становятся низкая скорость бурения, большие вязкость и плотность промывочной жидкости, ухудшающие способность поглощения и отдачи пластом углеводородов, длительное время движения промывочной жидкости от забоя к устью, частые и значительные добавки (до 15-20%) в промывочную жидкость сырой нефти.

Применение при геофизических работах на больших глубинах стреляющих грунтоносов и сверлящих керноотборников ограничено вследствие их недостаточной баростойкости.

Следует отметить, что по тем скважинам, где обеспечивалось проведение комплексных исследований, включающих новые методы, информативность результатов геофизических исследований, как правило, была более надежной по сравнению с данными традиционных методов каротажа. Однако, как было показано выше, применение новых методов, к сожалению, возможно не во всех случаях при исследовании сверхглубоких скважин: для решения отдельных задач применяют специальные методические приемы.

В частности, для выделения коллекторов среди пород низкой пористости и оценки характера их насыщения проводят наблюдения за изменением электрических сопротивлений пласта либо во времени (методика временных замеров), либо при изменении давления на пласт (методика по схеме каротаж-испытание-каротаж, методика продавливания раствора), либо вследствие изменения удельного электрического сопротивления бурового раствора (методика 2-х растворов). Из предложенных способов наибольшее применение в сверхглубоких скважинах нашла методика временных замеров, что связано с относительной простотой проведения этих работ; в небольшом объеме используется методика двух растворов - объединение "Грознефть" и методика продавливания в объединении "Белоруснефть".

При проведении исследований методом временных замеров время, прошедшее между вскрытием коллектора вторичной пористости и первым замером не должно превышать 5-10 суток. При этом необходимо обеспечить дополнительное продавливание бурового раствора в пласт между циклами замеров путем его утяжеления. Все эти условия, как правило, на практике не соблюдаются. Обычно такие исследования проводятся путем повторения при последующих выездах на скважины измерений электрического каротажа в интервалах предыдущих замеров. Это, естественно, значительно снижает эффективность методики.

При временных замерах кривые сопротивления, как правило, регистрируются аппаратурой трехэлектродного бокового каротажа или обычными градиент-зондами большого размера (АО = 4,25 - 8,5 м). В отдельных районах проводят измерения всем комплексом зондов БКЗ ("Краснодарнефтегаз"), что нельзя считать целесообразным.

С целью оценки эффективности применения методики временных замеров по выделению коллекторов были обработаны материалы электрического каротажа по разрезам сверхглубоких скважин некоторых регионов. Обработка диаграмм проведена по отложениям, в которых наличие проницаемых горизонтов подтверждено опробованием скважин. Получены следующие результаты для отдельных территорий:

в Ставропольском крае не отмечено изменений сопротивления во времени в терригенных и карбонатных глубоко залегающих отложениях;

в Краснодарском крае в песчаных отложениях эоцена и юры зафиксировано как повышение, так и понижение сопротивлений во времени;

в Чечено-Ингушской АССР отмечены изменения сопротивлений известняков верхнего мела преимущественно в сторону повышения во времени; в редких случаях наблюдается снижение показаний;

в Саратовском Поволжье изменения сопротивлений в терригенных и карбонатных отложениях девона не отмечены;

увеличение сопротивления пластов во времени наблюдается в отложениях карбонатного девона в Волгоградском Поволжье; в отложениях терригенного девона изменений сопротивления не отмечено;

в Западной Туркмении в отложениях нижнекрасноцветной толщи, сложенной песчано-глинистыми породами, изменения в сопротивлениях практически не отмечаются вследствие неглубокой ($D/d \approx 2$-4) зоны проникновения;

в глубоко залегающих пластах песков и песчаников третичного возраста в Азербайджане изменений сопротивления во времени не отмечается из-за неглубоких ($D/d \approx 2$-4) зон проникновения.

Для выяснения практических возможностей определения характера насыщения коллекторов в глубоко залегающих отложениях по данным временных замеров методами электрометрии последние сопоставляли с результатами испытаний горизонтов на приток. Установлено, что в отложениях карбонатного девона в Волгоградском Поволжье и песчаниках юры в Краснодарском крае для водонасыщенных коллекторов характерно увеличение сопротивлений во времени. Для продуктивных песчаников юры и эоцена в Краснодарском крае характерно снижение сопротивлений при временных замерах.

Таким образом, при исследовании разрезов сверхглубоких скважин по большинству регионов, возможности применения методики повторных замеров методами электрометрии (при существующих способах ее осуществления) значительно ограничены.

Методика двух растворов применяется в ограниченном объеме для выделения проницаемых участков в толще трещиноватых известняков верхнего мела ЧИ АССР. Следует иметь в виду, что к настоящему времени надежные способы промысловой геофизики для изучения трещинных коллекторов не разработаны ни в нашей стране, ни за рубежом.

Использование методики двух растворов позволяет выделить трещинные и межгранулярные коллекторы; разделение последних требует применения специальной комплексной обработки результатов измерений. Эта методика успешно опробована на скважинах в районе Грозного при выделении коллекторов среди низкопористых известняков верхнего мела. На основе опыта применения такой методики Кавказским отделением ВНИИнефтепромгеофизики разработано "Методическое руководство по выделению и оценке карбонатных коллекторов сложного типа".

Для того, чтобы обеспечить эффективность метода 2-х растворов, удельные сопротивления промывочной жидкости при первом и втором замерах должны отличаться не менее, чем в 4-5 раз, а удельный вес ее при дополнительном продавливании в коллектор при втором замере должен несколько превышать его величину при первом замере (на 0,1-0,05 г/см^3). Обычно первый замер БК-3 проводится на пресном растворе, а спустя 5-10 дней замер БК-3 повторяется на растворе с более высокой минерализацией. Плотные непроницаемые породы в том и в другом случае отмечаются одинаковыми значениями кажущихся сопротивлений. При наличии в разрезе проницаемых участков, последние отмечаются различными значениями КС при замерах на растворах с различным удельным сопротивлением. На рис.9 приведены примеры диаграмм БК-3, зарегистрированных в отложениях верхнего мела по методике двух растворов.

В скв.I Минеральной наличие проницаемых участков, выделенных по разнице показаний БК-3, подтверждено результатами опробования, в то время как по скв.I Межхребтовая каких-либо изменений в показаниях БК-3 не отмечено и притока не получено (см.рис.9). Технологические трудности приготовления промывочных жидкостей с необходимым удельным сопротивлением, а также значительное влияние высоких температур по разрезу, не позволяют в ряде случаев добиться четко выраженного эффекта при проведении этих работ. Тем не менее получаемые в некоторых случаях удовлетворительные результаты по выделению проницаемых участков получены и при двухкратном различии в удельном сопротивлении растворов (см.рис.9).

Методика 2-х растворов не находит широкого практического применения в сверхглубоком бурении из-за технологических сложностей и больших затрат на проведение всего цикла работ.

При современном состоянии разработки методик исследования и обеспеченности аппаратурой эффективность промыслово-геофизических работ при исследовании глубоко залегающих отложений наиболее высока при изучении третичных отложений в Западной Туркмении, на акватории Каспийского моря и Азербайджана, представленных песчаниками с различной глинистостью и алевролитами. Выделение в этих отложениях коллекторов и оценка характера их насыщения по данным геофизики в большинстве случаев осуществляется достаточно уверенно. Количественная же оценка параметров коллекторов по данным применяемого комплекса исследований возможна не во всех случаях. Освоение мето-

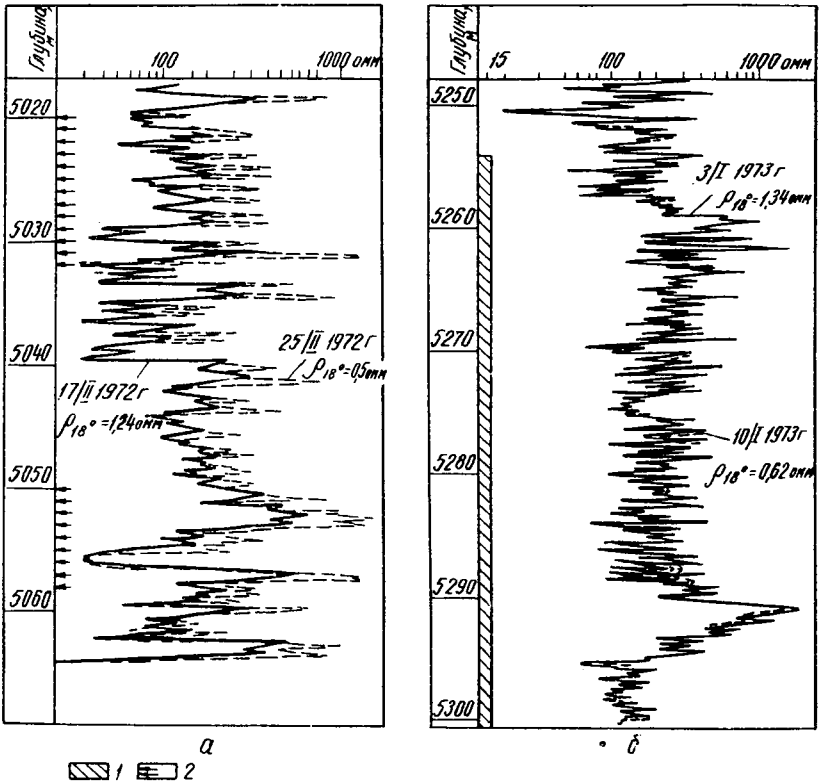


Рис.9.Запись кривых БК-3 по методике двух растворов в отложениях верхнего мела: а - скв.I, площадь Минеральная ("Грознефть"); б - скв.I, площадь Межхребтовая ("Грознефть"): I - сетчатый фильтр; 2 - интервал перфорации

дов акустического и плотностного (ГГК) каротажа в этих районах затруднено из-за значительных гидростатических давлений в скважинах, часто достигающих и превышающих 1200 ат. Последнее обстоятельство затрудняет также применение пластоиспытателей на бурильных трубах.

В этом регионе наименее результативны исследования красноцветной толщи в Западной Туркмении, сложенной сильно глинистыми алевролитами. Намного ниже эффективность геофизических работ в глубоко залегающих отложениях, представленных низкопористыми породами, на площадях разведочного бурения Нижнего Поволжья и Северного Кавказа. В первую очередь нужно выделить районы Саратова и Волгогра-

да. Особенностью тонкослоистых коллекторов на многих площадях (особенно в Волгоградском Поволжье) является их значительная электрическая неоднородность. Эффективность радиоактивного каротажа в этом районе снижается за счет значительного увеличения диаметра скважин в коллекторах.

В скважинах Саратовского Поволжья, отличающихся меньшим гидростатическим давлением, выполняется достаточно широкий комплекс исследований, включающий, наряду с традиционными методами, также акустический, боковой, микробоковой и индукционный каротаж. Широко используются испытатели пластов на кабеле и на бурильных трубах. Однако эффективность геофизических работ на больших глубинах в этом районе не выше, чем в других. Это обстоятельство лишний раз подтверждает недостаточную доработанность методик использования комплекса геофизических исследований и интерпретации получаемых при этом результатов; в большой степени сказывается также отсутствие установленных петрофизических зависимостей для глубоко залегающих пород.

Гидростатические давления в скважинах Волгоградского Поволжья выше, поэтому внедрение акустического и микробокового каротажа там только начинается. В этом районе нашли широкое применение работы с пластоиспытателями на бурильных трубах. Как показывает практика, эффективность их в первую очередь зависит от своевременности выполнения исследований. Опыт проведения повторных исследований с разрывом во времени, выполненных с помощью такого оборудования в ряде скважин (скв.39, 49, 72, 105 Антиповско-Балыклейской площади, скв.36, 37 Белогорской площади и др.) показал, что уже через 7-10 дней после вскрытия коллектора его гидродинамическая связь со скважиной нарушается.

Во многом похожи по своим петрофизическим характеристикам с отложениями девона в Волгоградском Поволжье терригенные и карбонатные отложения юры и мела в Краснодарском крае, а также терригенные и карбонатные отложения юры и пермотриаса в Ставропольском крае. Однако (в отличие от Нижнего Поволжья), дополнительным препятствием для их изучения служат высокие температуры и гидростатические давления. Высокие температуры и осложненность ствола скважин на больших глубинах приводят к сокращению комплекса геофизических исследований, резко ограничивают возможность применения пластоиспытателей на бурильных трубах.

Таким образом, ряд геологических задач в отложениях такого типа не может быть решен методами промысловой геофизики. К таким задачам относятся:

литологическое расчленение сложных разрезов, представленных переслаивающимися прослоями терригенных и карбонатных пород;

выделение проницаемых горизонтов среди отложений, представленных чередующимися маломощными плотными и проницаемыми пропластками.

Наиболее низкая эффективность геофизических исследований отмечена при выделении коллекторов преимущественно со вторичной пористостью, вскрываемых глубокими скважинами на Северном Кавказе (известняки верхнего мела в районе Грозного, песчаники кумского горизонта эоцена в районе Краснодара), а также известняки, карбонатно-вулканогенные породы в районе Баку и карбонатные породы некоторых горизонтов девона в Белоруссии.

Выделение таких коллекторов и, особенно, оценка характера их насыщения в разрезах глубоких скважин встречает очень большие затруднения. Они вызываются, в первую очередь, сложностью и специфичностью структуры самих коллекторов, ограниченностью возможного комплекса исследований, а в районах Северного Кавказа - крайне тяжелыми условиями измерений.

Для изучения коллекторов со сложной структурой используют временные замеры и методику двух растворов. Их эффективность также не везде одинакова и определяется в первую очередь условиями их проведения.

Весьма низка эффективность геофизических исследований разрезов скважин, ствол которых заполнен минерализованной жидкостью (при вскрытии пластов соли) или промывочной жидкостью на битумной основе. Специфика этих растворов значительно ограничивает возможности электрических методов исследования.

Институтом ВНИИнефтепромгеофизика (Министерство нефтяной промышленности) совместно с ВНИИГеофизикой (Министерство геологии СССР) на основе обобщения и типизации геолого-геофизических условий различных районов разведочного бурения на нефть и газ разработаны типовые комплексы исследований.

Применительно к группам районов и условий особо глубокого бурения, рассмотренным в разделе I настоящего обзора, а также учитывая упомянутые выше особенности отдельных методов можно рекомендовать следующие комплексы исследований и испытаний особо глубоких нефте-газоразведочных скважин.

Группа I

Нижнее Поволжье (терригенные и карбонатные породы; $\rho_c > 0,2$ омм). Стандартный каротаж (КС +ПС) - по всему разрезу; БКЗ + ПС - в перспективных интервалах, а также для изучения глинистых толщ для прогнозирования АВПД; БК-3; МБК; МКЗ; ГК; НГК; АК (по скорости и затуханию); ИК - при исследовании глинистых отложений (зонд 5ФI,2); профилеметрия; термометрия; испытания интервалов трубным пластоиспытателем (КИИ).

Нижнее Поволжье, Белоруссия (карбонатные породы; $\rho_c < 0,I$ омм). БК-3; БК-7-9; ГК; НГК; АК (по скорости и затуханию); профилеметрия; термометрия; испытания интервалов трубным пластоиспытателем (КИИ).

Группа II

Азербайджан, Каспийское море, Западная Туркмения (терригенные породы).
Стандартный каротаж (КС + ПС); ИК (в пределах технических параметров аппаратуры); АК (в пределах технических параметров аппаратуры); БКЗ + ПС; БК-3; МБК; МКЗ; ГК; НГК; профилеметрия; термометрия; испытания интервалов трубным пластоиспытателем (КИИ) - (в пределах технических параметров аппаратуры).

Азербайджан (мезозойские отложения).

Стандартный каротаж; БКЗ + ПС; БК-3; МБК; ГК; НГК; АК (по скорости и затуханию, в пределах технических параметров аппаратуры); профилеметрия; термометрия; испытания интервалов трубным пластоиспытателем (КИИ) - (в пределах технических параметров аппаратуры).

Группа III

Северный Кавказ (карбонатные и терригенные породы, $\rho_c > 0,2$ омм).

Стандартный каротаж (КС + ПС); БКЗ + ПС; БК-3; МБК; МКЗ; ГК; НГК; АК (по скорости и затуханию) - (в пределах технических параметров аппаратуры); профилеметрия; ИК (в пределах технических параметров аппаратуры); термометрия.

Коллекторы со вторичной пористостью ($\rho_c < 0,I$ омм).

Стандартный каротаж; БК-3 (по методикам "2-х растворов" и "временных замеров"); временные замеры КС зондами АО = 4,25 - 8,5 м; МБК; ГК; НГК; АК (по скорости и затуханию) - (в пределах техничес-

ких параметров аппаратуры); профилеметрия; термометрия; испытания интервалов трубным пластоиспытателем (КИИ) - (в пределах технических параметров аппаратуры).

С целью устранения неоднозначности результатов интерпретации и повышения их эффективности исследования с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах должны проводиться с отбором герметизированных проб во всех группах районов.

Раздел У

ОСНОВНЫЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ БОЛЕЕ СОВЕРШЕННОЙ АППАРАТУРЫ И МЕТОДОВ

Подводя итоги отмеченному выше становится ясно, что бурение скважин с глубинами 4,5 км и более, являющееся в большинстве случаев во всех районах поисковым или параметрическим, как правило, ведется в отложениях с недостаточно изученными коллекторами; во всех районах на таких глубинах в разведку вовлечены отложения с повышенной в сравнении с ранее изученными плотностью пород; все чаще вскрываются коллекторы со вторичной (трещинно-кавернозной) пористостью.

Основным и общим положением при геофизических исследованиях скважин на больших глубинах, как мы видели, становится не только ухудшение коллекторских свойств пород, усложнение геометрии порового пространства и строения коллекторов, но и весьма значительное изменение петрофизических зависимостей для однотипных пород, связанное с увеличением глубины их залегания и вызываемое одновременным воздействием возрастающих горного давления и температуры. При этом вырабатываемые для каких-либо конкретных глубоко залегающих отложений и условий методические приемы интерпретации материалов геофизических исследований при изменении глубины их залегания и окружающей температуры нуждаются в корректировке.

Для ряда районов это усложняется чисто техническими трудностями как в обеспечении работ скважинной достаточно термобаростойкой аппаратурой, так и в подготовке скважин к исследованиям и испытаниям из-за высоких температур и давлений в их стволе.

Причины недостаточной эффективности промыслово-геофизических работ в скважинах на больших глубинах можно подразделить соответственно их значимости и возможности устранения на следующие категории.

I - Причины, снижающие эффективность проведенных исследований:

неоптимальные в большинстве случаев условия вскрытия пластов бурением (значительные противодавления на пласт, низкий темп проходки, спекание бурового раствора и т.д.);

неоптимальные условия и сроки проведения геофизических исследований и испытаний (большие разрывы во времени между вскрытием интервала бурением и его исследованием и испытанием, наличие желобов в стволе скважин, слишком большие интервалы испытаний с КИИ и т.д.);

использование в недостаточном объеме новых методик для выделения коллекторов особенно со вторичной пористостью (в первую очередь методики "2-х растворов");

проведение нейтронного гамма-каротажа после обсадки скважины колонной.

II - Причины, не дающие возможности выполнять необходимый комплекс исследований:

недостаточная подготовленность ствола скважин к исследованиям и испытаниям;

недостаточная оснащенность геофизической службы термобаростойкой скважинной аппаратурой, пластоиспытателями на бурильных трубах и каротажным кабелем.

III - Причины, ограничивающие возможности интерпретации материалов геофизических исследований:

отсутствие петрофизических зависимостей для пород и геофизических критериев оценки коллекторов, учитывающих изменяющиеся высокие горные давления и температуры;

недоработанность теоретических вопросов отдельных методов исследования и методических приемов их проведения и интерпретации получаемых при этом материалов применительно к условиям больших глубин;

отсутствие эталонировочных устройств для аппаратуры нейтронных методов и акустического каротажа.

Как показывает практика, повышение эффективности комплекса геофизических работ на больших глубинах может быть достигнуто

только совместными усилиями буровой, геологической и геофизической служб.

Ряд возникающих на практике вопросов и задач может быть разрешен не только силами научно-исследовательских организаций, но и самих предприятий, резервы которых далеко еще не исчерпаны.

Примером этого может служить объединение "Белоруснефть" и трест "Белоруснефтегеофизика", успешно разрешающие весьма сложные проблемы исследования гранулярно-кавернозно-трещинных коллекторов в скважинах, заполненных минерализованным до насыщения раствором. Освоив и, частично, модернизировав геофизическую аппаратуру, трест "Белоруснефтегеофизика" наладил производственное проведение расширенного комплекса исследований, включающего акустический (по времени и затуханию), боковой (трех- и многоэлектродный), микробоковой, стандартный радиоактивный и импульсный нейтронный каротаж. Совместно с объединением "Белоруснефть" разработана модификация временных замеров бокового каротажа, весьма эффективно применяемая в большинстве скважин. Интенсивно используются пластоиспытатели на бурильных трубах. На этом примере видно, что совместные усилия геофизиков, геологов и буровиков в решении трудных задач типа выделения и оценки коллекторов в подсолевых и межсолевых карбонатных отложениях дают положительные результаты.

Примечательно в этом отношении также состояние с выполнением в глубоких скважинах кавернометрии. Каверномер, как известно, не обладает высокой термобаростойкостью, а также повышенной проходимостью по стволу скважин. В то же время, анализ показывает, что объемы этих работ весьма значительны, что объясняется в первую очередь повышенной заинтересованностью буровой службы в проведении таких исследований. Таким образом еще раз подтверждаются значительные резервы, имеющиеся для повышения общей геофизической изученности скважин на больших глубинах.

Решением Научно-Технического Совета Министерства нефтяной промышленности предусмотрен ряд мер для повышения геологической эффективности геофизических работ.

В первую очередь, это меры по совершенствованию технологии вскрытия пластов при бурении и улучшению подготовки скважин к геофизическим исследованиям и испытаниям, установлению и соблюдению оптимальной периодичности и условий выполнения промыслово-геофизических работ, в частности:

интервалы времени между циклами геофизических исследований в перспективных интервалах не должны превышать 15 суток, а в трещинных коллекторах - 10 суток;

интервалы времени между вскрытием пласта бурением и испытанием его трубным пластоиспытателем не должны превышать 10 дней, время стояния на притоке при испытаниях пластоиспытателем должно быть уточнено опытным путем для отдельных районов и условий;

нейтронный гамма-каротаж следует проводить в предполагаемых продуктивных интервалах обязательно в открытом стволе.

Весьма существенным является увеличение количества испытываемых на больших глубинах объектов с целью накопления статистических сведений о геофизических параметрах коллекторов.

Предусматривается увеличение количества параметрических скважин глубокого бурения и отбора керна с больших глубин. Образцы керна должны исследоваться обязательно в условиях, приближенных к пластовым.

Весьма существенным является также увеличение количества испытываемых на больших глубинах объектов, необходимое для накопления статистических сведений о геофизических параметрах коллекторов.

В условиях больших глубин наблюдается различная эффективность методов промысловой геофизики. Из модификаций электрометрии большее значение приобретает боковой каротаж (особенно многоэлектродный, как показывает опыт Белоруссии). Возрастает роль методов для определения пористости пород (нейтронного и акустического каротажа). Весьма большое значение приобретают испытания пластов в открытом стволе в процессе бурения (КИИ) с обязательным отбором герметизированных проб флюидов и последующим их исследованием.

В связи со спецификой геолого-геофизических условий на больших глубинах требуется определенная доработка теории и методических приемов проведения геофизических исследований и испытаний, а также интерпретации получаемых при этом материалов. Среди вопросов, требующих первоочередного решения, следует выделить следующие.

Доработку теории бокового каротажа для уточнения возможности применения метода при выделении и оценке насыщения тонкослоистых коллекторов с прослоями, имеющими очень высокое сопротивление.

Доработку теории нейтрон-нейтронного и нейтронного гамма-каротажа для исследования тонкослоистых коллекторов с низкой пористостью, трещинных и кавернозных коллекторов, а также влияние на пока-

зания методов химического (литологического) состава коллекторов с низкой пористостью.

Разработку эталонировочных устройств нейтронного каротажа.

Разработку методических инструкций по применению бокового, индукционного и акустического каротажа и рациональному комплексированию геофизических методов при исследовании глубоких отложений.

Разработку инструкции по обеспечению условий и применению пластоиспытателя на бурильных трубах с обязательным отбором герметизированных проб в условиях глубоких скважин с неустойчивыми стенками.

Дальнейшее совершенствование новых и широкое внедрение в практику уже разработанных методик исследования преимущественно трещинных коллекторов. Можно ожидать также положительных результатов от применения акустического каротажа по затуханию, регистрации волновых картин при акустическом каротаже (с помощью фотоприставок типа АКР-I), а также фильтрационного каротажа.

Геофизические работы на больших глубинах (особенно в Министерстве нефтяной промышленности) приобрели массовый характер. Поэтому обеспечение их выполнения, как это было ранее, скважинными приборами, модернизированными с целью увеличения их термобаростойкости силами геофизических предприятий, сейчас уже становится невозможным.

Проблема обеспечения геофизических работ в сверхглубоких скважинах аппаратурой, перфораторами и кабелем, без решения которой, в свою очередь, не может быть увеличена эффективность глубокого бурения, является комплексной и решение ее зависит от ряда ведомств.

Она включает:

разработку и выпуск промышленностью конструкционных материалов, радиодеталей, индикаторов нейтронов и гамма-излучения для скважинной аппаратуры и пластоиспытателей, а также ВВ и СВ и корпусов перфораторов;

разработку комплексных скважинных приборов, обеспечивающих, в первую очередь, регистрацию кривых, полученных с помощью новых методов промысловой геофизики (аппаратура компенсированного гамма-гамма каротажа, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа, компенсированного акустического каротажа, двухзондового индукционного и двухзондового бокового многоэлектродного каротажа, глубинные регистрирующие манометры для измерения высокого давления, резино-

технические изделия для трубных пластоиспытателей и др.), а также перфораторов; все эти приборы и отдельные детали должны быть рассчитаны на внешнее давление 1200 и 1500 ат и температуру +220 и 250°С при диаметре 70 мм; освоение в короткий срок промышленностью их мелкосерийного выпуска;

разработку пластоиспытателей на бурильных трубах для работы в условиях больших температур и давлений (резиновые элементы, манометры), а также при наличии каверн.

разработку и промышленный выпуск каротажного кабеля со строительной длиной 8000 м, рассчитанного на внешнее давление 1500 ат и температуру +250°С;

разработку и промышленный выпуск устройств поверки и калибровки показаний скважинной аппаратуры радиоактивного (ННК, НГК, ГГК), акустического, бокового, микробокового и индукционного каротажа;

разработку и выпуск каротажных подъемников, вмещающих на лебедке 8-10 км кабеля, оснащенных необходимой контрольно-измерительной аппаратурой (натяжение кабеля при подъеме и т.д.);

разработку и промышленный выпуск устьевого оборудования (лубрикаторов) для проведения геофизических работ в условиях депрессии на пласт.

Ввиду того, что против пластов-коллекторов на больших глубинах во многих районах наблюдаются значительные каверны, крайне необходимо ускорить разработку пластоиспытателей на бурильных трубах, способных надежно герметизировать ствол скважины с увеличенным диаметром.

Вопросы обеспечения геофизических работ на больших глубинах аппаратурой, оборудованием и кабелем, ставшие весьма острыми в последнее время, находятся в поле зрения не только Министерства нефтяной промышленности и Министерства геологии СССР, но и Государственного Комитета по науке и технике СМ СССР, которыми принимаются конкретные меры по их практическому решению.

ЛИТЕРАТУРА

I. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М., "Недра", 1972.

2. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., "Недра", 1970.

3. Добрынин В.М., Золоева Г.М. Определение пористости карбонатных пород по ультразвуковому методу. "Геология нефти и газа", № 3, 1972.

4. Комплексная аппаратура акустического каротажа СПАК-2 (Руководство по работе и интерпретации получаемых данных). М., ВНИИГеофизика, 1970.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3

Раздел I. Геолого-технические условия проведения геофизических работ в скважинах на больших глубинах 4

Раздел II. Состояние и тенденции развития технического прогресса в области аппаратуры и кабеля для геофизических исследований сверхглубоких скважин I6

Раздел III. Особенности интерпретации материалов геофизических исследований глубоко залегающих отложений с различными типами коллекторов 26

Влияние образования желобов на показания некоторых геофизических методов 28

Особенности интерпретации результатов электрометрии 3I

Особенности интерпретации материалов нейтронных методов каротажа при исследовании разрезов сверхглубоких скважин . . 39

Особенности интерпретации материалов акустического каротажа при изучении глубоких горизонтов 42

Раздел IУ. Комплексы геофизических исследований и испытаний скважин на особо больших глубинах 46

Раздел У. Основные пути повышения геологической эффективности геофизических исследований глубоко залегающих отложений с различными типами коллекторов на основе применения более совершенной аппаратуры и методов 62

Литература 68

ОСНОВНЫЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ. М., ВНИИОЭНГ, I974.

Ведущий редактор Т.В.Тихомолова
Технический редактор Н.П.Филатова
Корректор Л.А.Крупнова

ВНИИОЭНГ № 6346 Подписано в печать 3/I I975 г. Т-0I206
Формат 60х84 I/I6 Печ.л.4,25 Усл.печ.л.3,95 Уч.-изд.л.3,7I
Тираж I200 экз. Цена 3I коп. Заказ 199
ВНИИОЭНГ, Москва, II3I62, Хавская, II

Типография ХОЗУ Миннефтепрома
Набережная Мориса Тореза, 26/I

Цена 31 коп.

Б-18898

Д4
49812