

Шығыс Қазақстан облысы әкімдігінің білім
басқармасы
КМКҚ «Геология барлау колледжі» КМКҚ



КГКП «Геологоразведочный колледж»
управления образования Восточно-
Казахстанского областного акимата

Утверждаю
Зам. директора по УР
_____ Минаева Н.Т.
« ____ » _____ 2020 год

Базовый (опорный) конспект по предмету
Промысловая геофизика
для специальности 0704000 - «Геофизические методы поисков и
разведки МПИ»

Подготовлен преподавателем
Амангелді Ф.Ф

Рассмотрен на заседании
Геофизического ПЦК
Протокол №
от « ____ » _____
Председатель ПЦК
_____.

Базовый (опорный) конспект составлен в соответствии с рабочим учебным планом, утвержденным в __2018__ году и рабочими учебными программами, утвержденными в __2019__ году.

Рекомендован учебной частью для использования.

Итоговый контроль: ЗАЧЕТ
(зачет, экзамен)

ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН.

№ п/п	Наименование разделов и тем	Кол-во часов
1	2	3
	Введение.	
	Раздел 1 Исследование бурящихся и законченных бурением скважин.	
1.1	Геолого - геохимические исследования в процессе бурения скважин.	2
1.2	Технологические исследования в процессе бурения скважин	2
1.3	Гидродинамические исследования и испытания пласта	4
1.4	Геофизические исследования скважин	4
1.5	Электрический каротаж	4
1.6	Радиоактивный каротаж	2
1.7	Акустический каротаж	-
1.8	Другие виды геофизических исследований и работ в процессе бурения	2
1.9	Исследование обсаженных и действующих скважин	2
1.10	Взрывные и прострелочные работы в скважине	4
1.11	Геофизическая аппаратура и оборудование	4
	Раздел 2 Организация и производство геофизических работ.	
2.1	Организация геофизических работ	2
2.2	Производство промыслово - геофизических работ	2
2.3	Обработка и интерпретация результатов ГИС	2
2.4	Планирование и геолого - экологическая эффективность промыслово - геофизических работ	2
2.5	Техника безопасности при производстве промыслово - геофизических работ	2
	Итого	40

Оглавление.

Введение.	5
Раздел 1. Исследование бурящихся и законченных бурением скважин.	5
1.1 Геолого-геохимические исследования в процессе бурения скважин.	16
1.2 Технологические исследования в процессе бурения скважин	25
1.3 Гидродинамические исследования и испытания пласта	30
1.4 Геофизические исследования скважин	32
1.5 Электрический каротаж.	41
1.6 Радиоактивный каротаж	52
1.7 Акустический каротаж	60
1.8 Другие виды геофизических исследований и работ в процессе бурения	64
1.9 Исследование обсаженных и действующих скважин	68
1.10 Взрывные и прострелочные работы в скважине	75
1.11 Геофизическая аппаратура и оборудование	79
Раздел 2. Организация и производство геофизических работ.	88
2.1 Организация геофизических работ	88
2.2 Производство промыслово-геофизических работ	97
2.3 Обработка и интерпретация результатов ГИС	108
2.4 Планирование и геолого-экологическая эффективность промыслово-геофизических работ	111
2.5 Техника безопасности при производстве промыслово-геофизических работ	112
Использованные литературы	120

Введение.

Базовый конспект «Промысловая геофизика» предусматривается усвоение студентами вопросов, связанных с пониманием особенности методики, техники и аппаратуры разведочной геофизики на нефть и газ. Из-за нехватки времени, отведенного на данный предмет, здесь будут рассмотрены только вопросы, связанные с применением геофизических методов исследования скважин (ГИС).

РАЗДЕЛ 1.

Исследование бурящихся и законченным бурением скважин

Занятие 1 (2 часа)

Тема 1.1 Геолого-геохимические исследования в процессе бурения скважин

План:

- I.** Геолого – геохимические исследования в процессе бурения скважин
- II.** Механический каротаж
- III.** Газовый каротаж
- IV.** Каротаж по шламу
- V.** Фильтрационный каротаж

I. Геолого – геохимические исследования в процессе бурения скважин

Поисковые скважины на новых площадях бурят со сплошным отбором керна, в разведочных керн отбирают в потенциально продуктивных интервалах, интересных и ответственных с точки зрения сбора наиболее полной геолого-геохимической информации, своевременной организации геофизических исследований, испытания пластов трубными испытателями, отбора образцов пород в наиболее интересных интервалах кабельными грунтоносами с целью своевременного обнаружения залежей углеводородов, ускорения и наиболее полного решения задач разведки.

Задачами проведения геолого-геохимических исследований являются:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и оценка их свойств;

- выявление в разрезе нефтегазоносных или перспективных пластов и предварительная оценка их продуктивности.

Для решения этих задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;

- фильтрационный каротаж;

- газовый каротаж в процессе и после бурения;

- исследования шлама и керна;

- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;

- построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна);

- оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

II. Механический каротаж

Метод основан на изменении скорости бурения ($V_{\text{мех.}}$) или обратной ее величины - продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости че-

рез 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать следующее условие: **величина выбранного интервала на кратно (не менее чем в 5-6 раз) должна превышать максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи).**

В зависимости от условий бурения рекомендуются следующие интервалы проходки:

Условия бурения	$v > 15 \text{ м/ч}$	$v < 15 \text{ м/ч}$	наличие автомата подачи
Интервал проходки, м	1,0	0,5	0,2

Мощность литологических разностей, которые можно выделять в разрезе на основе механического каротажа, должна кратно (не менее чем вдвое) превышать выбранный интервал проходки:

Интервал проходки, м	1,0	0,5	0,2
Минимальная мощность литологических разностей, м	2,0	1,0	0,4

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы. Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают:

- нагрузка на долото,
- частота вращения долота,
- расход бурового раствора,
- величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".

При постоянном режиме бурения механическая скорость будет определяться критическим напряжением горных пород, которое характеризует физико-механические свойства пород, в том числе плотность и пористость.

Так как на скорость бурения, помимо литологического состава пород, оказывают влияние разнообразные технологические факторы, последние необхо-

димо учитывать, особенно при бурении глубоких скважин. Для исключения влияния на данные механического каротажа изменений в режиме бурения (нагрузки на долото, частоты вращения ротора, диаметра долота и др.) следует рассчитывать нормализованную механическую скорость проходки.

Интерпретация данных механического каротажа производится в следующей последовательности:

1. На кривых изменения v , t , $KБ$, $\sqrt{\sigma}$ или $K\sigma$ выделяются аномалийные участки. К таким относятся участки интервала, в которых значения v , t , $KБ$ изменяются в 1,5 раза и более или приращение $\Delta\sqrt{\sigma} > 0,1$.

Резкое (в 3 и более раз) увеличение механической скорости бурения характерно при прохождении карстовых и сильнокавернозных карбонатных пластов. Могут наблюдаться даже провалы бурильного инструмента. Высокими (в 2 и более раз) значениями механической скорости характеризуются гидрoхимические осадки (за заключением ангидритов), гипс, каменная соль и другие, а также глины с аномально-высокими поровыми давлениями.

2. Если при увеличении механической скорости наблюдается поглощение бурового раствора или проявление пластового флюида, что свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, бурение прекращается и производится промывка до выхода забойных порций бурового раствора и шлама. При подтверждении признаков наличия коллектора по данным анализа бурового раствора буровой бригаде выдается рекомендация на отбор керна или проведение ИПТ.

3. После окончания долбления производится анализ изменения механической скорости с учетом износа долота для пробуренного интервала и с учетом литологии пройденных пород и их коллекторных свойств.

4. Уточняются литологические границы смены пластов и пропластков и интервалы пород с высокими коллекторными свойствами.

5. После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического каротажа к разрезу.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся:

- резкие изменения режимных параметров бурения,

- частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м),
- применение разных типоразмеров долот,
- бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым.

Кривые изменения механической скорости бурения или продолжительности проходки строятся на сводной диаграмме геологических исследований, а сведения об изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку.

III. Газовый каротаж

В процессе бурения при вскрытии нефтегазонасыщенного коллектора углеводороды из разбуренной породы призабойной зоны скважины обогащают промывочную жидкость и за счет ее циркуляции выносятся на поверхность.

Газовый каротаж (G_k) в процессе бурения скважин заключается в непрерывной или эпизодической дегазации выходящей из скважины промывочной жидкости для выделения содержащихся в ней газов. Выделенная газоздушная смесь по вакуумной линии направляется в газоанализатор, где определяется объемное содержание в этой смеси углеводородов. Подученные величины относят к исправленной (истинной) глубине, так как за время подъема обогащенной порции промывочной жидкости с забоя до устья, дегазации и анализ ее состава скважина продолжает буриться и происходит углубление забоя.

Растворенный в промывочной жидкости газ извлекается из нее дегазатором под действием вакуума, создаваемого насосом (для более глубокой дегазации возможен подогрев и механическое перемешивание ПЖ). Газоздушная смесь по вакуумной линии подается в газоанализатор, представляющий собой мост постоянного тока. Одним плечом этого моста является термохимический чувствительный элемент, через рабочую камеру которого проходит анализируемая смесь (возможен детектор в виде катарометра). Сгорание углеводородов повышает температуру и приводит к разбалансу моста. Току разбаланса соответствует содержание газа в смеси, которое устанавливается по эталонным концентрациям последнего. Компонентный состав газоздушной смеси определяют хроматографом, состоящим из дозатора, хроматографической колонки и газоанализатора. Дозатор и колонка подключены к линии компрессора. Разделение газа на различные компоненты основано на сорбционных свойствах углеводородных газов на сорбенте и выделении каждого из компонентов при определенной температуре. Хроматограф типа ХГ-1Г разделяет шесть компонентов (метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} и гексан C_6H_{14}), типа «Геохром» — 12 компонентов в двух режимах: первом режиме (C_1 — C_5) и дополнительно этилен, пропилен,

изобутан, бутилен, при втором режиме изопентан. Время одного цикла анализа на углеводороды ХГ-1Г — 2 мин «Геохром» — 0,76 мин в первом режиме и 4 мин во втором.

На рис. 4 показаны результаты компонентного анализа газовой смеси, отобранной из нефти и водонасыщенного пластов. Одной из модификаций Гк является газовый каротаж после бурения, сущность которого заключается в том, что после остановки бурения какое-то время скважина простаивает без циркуляции промывочной жидкости, за это время ПЖ против нефтегазонасыщенных пластов обогащается углеводородами за счет их диффузии из пласта и при возобновлении циркуляции записывают кривую суммарных $\Gamma_{\text{сум}}$ газопоказаний во времени до выхода забойной порции промывочной жидкости на устье скважины. Наличие аномалий на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$ и при перестроении кривой, записанной во времени в функцию глубины скважины с учетом объема и скорости расхода промывочной жидкости, позволяют оценивать перспективные интервалы на нефтегазонасыщенность для более детальных исследований другими методами.

Эффективность методики повышается при использовании каротажа после бурения. Эти работы проводят после очередного впуска бурового инструмента и возобновления циркуляции до выхода забойной порции ПЖ на поверхность. При этом одновременно с регистрацией $\Gamma_{\text{сум}}$ осуществляется и компонентный анализ газовой смеси. Эти исследования дают дополнительную информацию для исключения ложных аномалий и выявления пропущенных пластов.

Газовый каротаж используют также и для предупреждения газовых выбросов в упрощенной модификации с автоматической сигнализацией (световой, звуковой) в случае превышения газопоказаний ПЖ заданного уровня.

Основная трудность при обработке результатов Гк заключается в точности привязки к глубине наблюдаемых аномалий, особенно при бурении глубоких скважин. Добавление в промывочную жидкость нефти и нефтепродуктов в процессе бурения, поглощения промывочной жидкости, интенсивные каверны - образования, изменения режимов циркуляции ПЖ также в значительной степени затрудняют обработку и интерпретацию результатов этого метода

IV. Каротаж по шламу

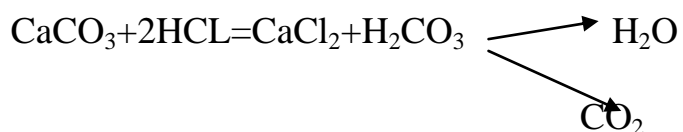
Коллекторские, петрофизические, прочностные и физико-механические свойства пересеченных скважиной пород определяются по керновому материалу. Из технико-экономических соображений с отбором керна бурится очень небольшие интервалы скважины. В процессе бурения непрерывно выносятся на поверхность разбуренный обломочный материал — шлам. Каротаж по шламу (КШ) несет очень важную геологическую информацию. Трудность идентификации шлама заключается в точном определении глубин от-

бора (привязка по глубине), так как в процессе бурения и циркуляции ПЖ шлам находится во взвешенном состоянии; кроме того, на поверхность одновременно с разбуренной породой на забое выносятся обвальный со стенок скважины обломочный материал из ранее пробуренных вышележащих интервалов. При условии обеспечения точной привязки шлама к разрезу путем комплексных его исследований можно решить следующие задачи: построение литолого - стратиграфического разреза; выделение коллекторов определением их свойств; установление характера насыщенности вскрытого пласта; прогнозирование зон абразивных, прочностных свойств пород для выбора типа долот своевременное проведение отбора керна, выполнения геофизических работ и испытаний интервалов для определения характера насыщенности и гидродинамических параметров пласта.

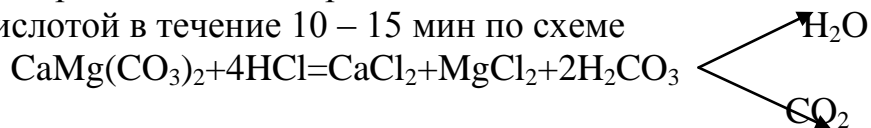
Для отбора шлама в процессе отборники, предназначенные для ручного и полуавтоматического отбора порций шлама с вибросита. Отобранный шлам делится на несколько частей, промывается, просушивается и готовится к анализу.

Для визуальной оценки наличия в исследуемой пробе нефтенасыщенных пород и выделения их для дальнейших установок, исследований используют люменесцентно - битуминологическую установку. С помощью микроскопа и других геологических приборов определяют вещественный состав, пористость и трещинность зерен шлама.

Одна из порций шлама исследуется на карбонатность для установления процентного содержания в нем кальцита и доломита. Принцип работы анализатора основан на регистрации объема углекислого газа, выделяющегося при реакции с соляной кислотой. Различная скорость реакции кальцита и доломита с холодной и подогретой 5 – 7 %-ной соляной кислотой позволяет проводить отдельный анализ. Реакция на содержание кальцита с холодной кислотой в течение 30 с происходит по схеме.



А реакция на содержание доломита выполняется с подогретой соляной кислотой в течение 10 – 15 мин по схеме



Для измерения плотности шлама используется ареометрический плотномер.

Проницаемость шлама определяется с помощью прибора — зонда, основанного на способности пропускать газ через поровое пространство при наличии перепада давления. Исследование на окислительно-восстановительную активность и щелочность (кислотность) выполняется на специальном приборе.

Для исследования насыщенности подвижными и неподвижными углеводородами используется аппарат, действующий на основе пиролиза с разными порогами температур.

Подготовка шлама к анализам

Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора холодной водой непосредственно на буровой или в станции. После промывки производится первый визуальный просмотр шлама под лупой. Ископаемые органические остатки (микрофауна и флора, мелкие обломки моллюсков и т.п.) извлекают из шлама и направляют на специальные определения с целью уточнения стратиграфического разреза. Проба шлама просушивается, расситовывается. Крупная обвальная фракция отбрасывается, если она не несет дополнительной информации.

Предназначенный для анализа шлам (объемом 300 см³) делится на две части А и В.

Проба А (объемом 100 см³) высушивается, упаковывается в полиэтиленовые или бумажные пакеты. На пакете указывается:

- площадь,
- скважина,
- интервал отбора,
- дата,
- фамилия геолога.

Пакет доставляется в КИП.

Проба В (объемом 200 см³) используется для оперативных исследований на скважине. В пробе выделяется основная порода, определяется ее цвет, плотность, при проведении дополнительного комплекса исследований измеряются газонасыщенность и окислительно-восстановительный потенциал пород, после чего шлам высушивается. После осушки определяется процентное соотношение литологических разностей – составляется шлагограмма.

Шлагограмма составляется по результатам визуального определения вещественного состава. Проба шлама квартуется до количества 40-50 шламинок. Затем производится деление пробы на литологические разности, подсчет процентного содержания их, выделяется основная порода, с которой проводится дальнейшая работа:

- микроскопический анализ,
- литологическое описание,
- плотностные исследования (для коллекторов).

Несколько шламинок породы, определенной геологом как основная, и по которой непосредственно проводилось литологическое описание, помещаются в малый пакет, который отправляется в КИП. Затем производится освещение и экспресс анализ пробы под люминоскопом и выбор наиболее люминесцирующих разностей из основной породы для проведения люминесцентно-битуминологического анализа.

В случае бурения карбонатных отложений проводится анализ основной породы на процентное содержание кальцита, доломита, и нерастворимого остатка.

Выделение в шламе основной породы

Выделение основной породы производится тремя способами:

С помощью шлагограмм

Выделение основной породы с **помощью шлагограмм** базируется на использовании зависимостей между типом разреза и особенностями в строении шлагограмм.

V. Фильтрационный каротаж

В процессе бурения при вскрытии коллектора под влиянием перепада давления в системе скважина — пласт наблюдается проникновение промывочной жидкости или ее фильтрата в пласт. Этот процесс начинается еще до вскрытия пласта за счет опережающей фильтрации (гидромониторный эффект). После вскрытия проницаемого прослоя бурением происходит интенсивная радиальная фильтрация вплоть до образования глинистой корки, а также менее интенсивная и через глинистую корку. Во время спускоподъемных операций при нарушении глинистой корки, повышении пластового давления над забойным возможен обратный процесс.

При фильтрационном каротаже (ФК) ведется непрерывное наблюдение за изменением объема промывочной жидкости в приемных емкостях в зависимости от глубины скважины и времени. Имеется в виду, что при разбуривании непроницаемых пород и установившемся гидродинамическом равновесии в системе скважина — пласт в ранее пройденном интервале поглощения

промывочной жидкости наблюдаться не будет. Если в процессе бурения вскрывается коллектор с пластовым давлением меньшим забойного, то /объем промывочной жидкости в емкостях будет уменьшаться до тех пор, пока поглощение жидкости не прекратится при прочих неизменных условиях.

Регистрация давления на манифольде в функции глубины с выдачей информации о динамической составляющей давления, действующей под долотом, также несет информацию о фильтрационных свойствах вскрываемых пород. Потери напора под долотом минимальны при разбурировании коллекторов и максимальны — для плотных непроницаемых пород. Этим объясняется снижение давления на выходе насосов до 2— 4 МПа при неизменном расходе ПЖ в момент вскрытия коллектора.

Регистрация электрической проводимости температуры и плотности промывочной жидкости на входе и выходе из скважины несет дополнительную информацию для фильтрационного каротажа.

Кривые фильтрационного каротажа используются как для выделения коллекторов, так и для выделения интервалов интенсивного поглощения промывочной жидкости или притока пластового флюида в скважину. При этом по аналоговой диаграмме непрерывно контролируется расход ПЖ на выходе $Q_{\text{вых}}$. Для этого скважины используют лопастные расходомеры промывочной жидкости. Вследствие того, что жидкость является несжимаемой, через несколько секунд после изменения расхода ПЖ на забое, сигнал поглощения воспринимается датчиками на поверхности (лопастные в желобной системе, уровнемеры в меринках, индуктивные и акустические индикаторы расхода в циркуляционной цепи).

Наблюдение дифференциального расхода ПЖ на входе и выходе скважины, каротаж по давлению, газовый и фильтрационный каротаж, исследование шлама — обеспечивают индикацию вскрыли коллектора или внедрения в опасную зону с точки зрения возможного катастрофического ухода или выброса промывочной жидкости в процессе бурения, а также своевременное проведение других исследований — отбора керна и испытания пластов для оценки характера насыщенности и гидродинамических параметров коллектора.

Контрольные вопросы

1. Геолого – геохимические задачи решаемые при бурения скважин?
2. Расскажите о задачах решаемых газовым каротажем
3. Расскажите о принципе фильтрационного каротажа
4. Расскажите о методах исследования шлама
5. Расскажите о методе механического каротажа

Занятие 2 (2 часа)

Тема 1.2 Технологические исследования в процессе бурения скважин

План:

I. Геолого-технологические исследования скважин

II. Основные задачи решаемые геологическими исследованиями

I. Геолого-технологические исследования скважин

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований бурящихся скважин и предназначены для осуществления контроля процессов, происходящих в скважине на всех этапах ее строительства. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования по параметрам, измеряемыми на поверхности. ГТИ осуществляются специализированными партиями и отрядами в режиме круглосуточной работы на скважине.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) скважин в процессе бурения — являются объединением трех самостоятельных направлений, существовавших до появления ГТИ — газового каротажа, экспрессных петрофизических исследований, информационно-измерительных систем (ИИС) для контроля процесса бурения. Геолого-технологические исследования предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах её строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. ГТИ тесно связывают с газовым каротажем, так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же газовый каротаж входит в комплекс ГТИ и составляет его существенную часть. По типу задач ГТИ подразделяются на оперативные, решаемые в реальном времени, и статистические, решаемые как правило, после

окончания операции долбления скважины. Оперативные задачи имеют в своей основе алгоритмы на базе аналитических выражений (формул), а статистические, как правило, носят вероятный характер. По целевому назначению основные задачи ГТИ удобнее всего разбить на несколько классов:

– Геологические

– Технологические

– Диагностические

– Планово-экономические

– Научно-исследовательские (экспериментальные) .

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации:

1. Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой. В основном это технологические параметры бурения. Измеренные значения передаются по кабелю либо непосредственно в станцию ГТИ на компьютер, либо через специальное устройство — точку сбора. Дискретность регистрации задается программно.
2. Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся в станции ГТИ; это параметры газового каротажа.
3. Параметры измеряются вручную с помощью специальных приборов, находящихся в станции ГТИ. Измеренные значения заносятся вручную или автоматически (для компьютеризированных приборов) в программы для их обработки и визуализации. Это геологические параметры.
4. Параметры вычисляются с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ, расположенного в станции (вагоне-доме). Вычисляемые параметры могут быть технологическими, геологическими и параметрами газового каротажа .

Основная цель геологических исследований состоит в детальном изучении геологического разреза скважин в процессе бурения и выяснения всех, потенциально перспективных на нефть и газ, интервалов. Отличительной особенностью геологических исследований является то, что объекты исследования: керн, буровой шлам и промывочная жидкость являются источником прямой геологической информации об

исследуемом разрезе, что придает особую значимость и важность данному виду работ.

II. Основные задачи решаемые геологическими исследованиями

Основными задачами оперативных геологических исследований являются следующие:

- Построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- Выделение опорных пластов-реперов;
- Проведение стратиграфического расчленения разреза;
- Выделение зон аномально-высоких пластовых и поровых давлений;
- Выделение пластов-коллекторов;
- Оценка характера насыщения коллекторов;
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;
- Литологические исследования керна и шлама — макро- и микроописание керна и шлама.

В зависимости от целей бурения, применяемой технологии проводки скважины, технических возможностей применяемой аппаратуры и ряда других причин перечень решаемых задач может изменяться и дополняться.

Так, при проводке горизонтальных скважин, приоритетной задачей является точное определение литологического состава пород и их нефтегазонасыщенности с целью определения положения долота относительно подошвы и кровли пласта, а при исследовании вертикальных эксплуатационных скважин, с наличием зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений, главной является задача определения плотности и пористости горных пород. Перечень подлежащих решению геологических задач указывается в техническом задании на проведение ГТИ.

Для решения этих задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения.

К диагностическим задачам ГТИ относят:

- Раннее обнаружение газоводонефтепроявлений и поглощений при бурении;

- Определение степени дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе в связи с возможностью продолжения бурения при проявлении — возможно с применением плотномеров и приборов для определения содержания свободного газа в промывочной жидкости;
- Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени — прогнозирование прихватов бурового инструмента, его обрыва и т. д.;

- Диагностика работы бурового оборудования ;

Планово-экономические задачи включают в себя определение технико-экономических показателей бурения; определение баланса времени работы вахты, буровой бригады; подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, долбление, сутки и по скважине в целом; научно обоснованное документированное распространение передового опыта в бурении.

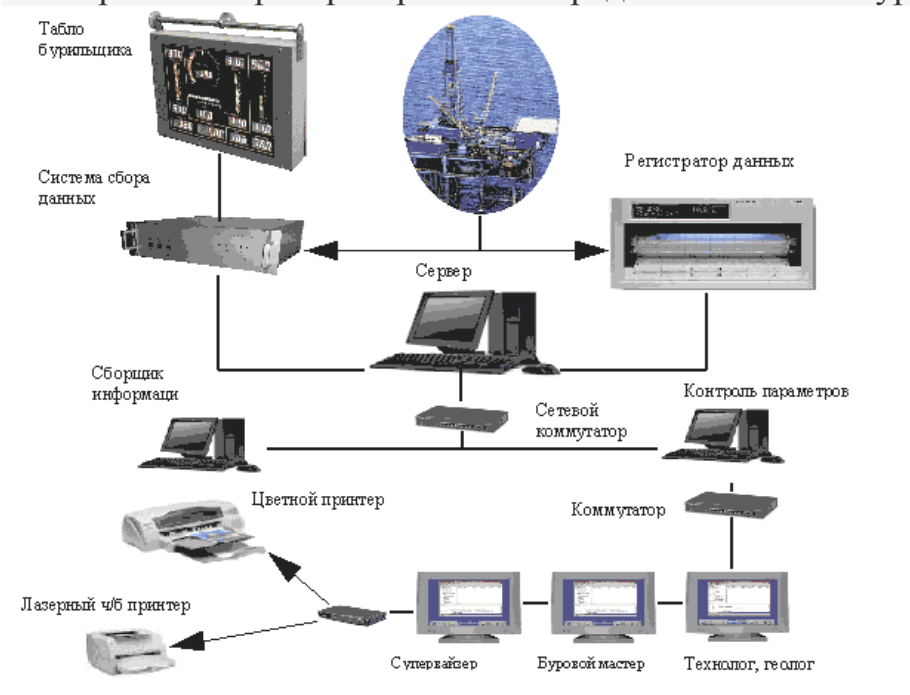


Рис. 1. Доступ к регистрируемым станцией ГТИ технологическим данным ответственных руководителей на буровой в режиме реального времени

Проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения математических моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород — основной аспект научно-исследовательских задач ГТИ. Наряду с этим, к ним можно отнести документирование испытаний новых технико-методических средств и технологий.

Технологические задачи:

- Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.
- Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.
- Распознавание и определение продолжительности технологических операций.
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.
- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.
- Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).
- Контроль гидродинамических давлений в скважине.
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД.
- Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.
- Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.
- Диагностика работы бурового оборудования

Контрольные вопросы:

1. Из каких операции состоит ГТИ?
2. Классификация ГТИ?
3. Способы получения информации?
4. Задачи решаемые геологическими исследованиями?
5. Основные задачи решаемые геологическими исследованиями?
6. Диагностические задачи решаемые геологическими исследованиями.

Занятие 3 (4 часа)

Тема 1.3 Гидродинамические исследования и испытания пласта.

План:

I. Гидродинамические исследования скважин

II. Гидродинамические методы исследование скважин

I. Гидродинамические исследования скважин

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) — совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Анализ ГДИС основан на установлении взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте. Основы современной теории гидродинамических исследований скважин были заложены в трудах таких выдающихся ученых, как Лейбензон Л. С., Щелкачев В. Н., Маскет М., Чарный И. А. и др.

Целью гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки месторождений является получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки. С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, ибо они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д. Задача определения абсолютных значений этих величин с необходимой точностью, а также изучения характера их изменения во времени и пространстве (по разрезу и площади залежи) является основной задачей специальной области измерительной техники, связанной с проведением измерений в скважинах и получившей название глубинной.

Интерпретация ГДИС позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводненность, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т. д.), а также особенности околоскважинной и удаленной зон пласта. Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания (in situ), характера насыщения пласта (газ/нефть/вода) и физических свойств пластовых флюидов (плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.).

Анализ ГДИС основан на установлении взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте. Основы современной теории гидродинамических исследований скважин были заложены в трудах таких выдающихся ученых, как Лейбензон Л. С., Щелкачев В. Н., Маскет М., Чарный И. А. и др.

II. Гидродинамические методы исследование скважин

Различают ГДИС на установившихся режимах фильтрации — метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неуставившихся режимах — методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Испытатель пластов на трубах (ИПТ)

Испытание пласта — это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъёмными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами.

Каждый цикл состоит из открытого периода с регистрацией кривой притока (КП) и закрытого периода с регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Продолжительность периодов выбирают, исходя из решаемой задачи. Так для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы пластового флюида и оценки фактической продуктивности требуется большая продолжительность притока, а также длительная КВД для определения гидропроводности удалённой зоны пласта, потенциальной продуктивности и скин-фактора (второй цикл).

ИПТ применяют для испытаний пластов в открытом стволе в процессе бурения, а также в обсаженных и перфорированных скважинах, когда использование стандартных технологий КВД и ИД малоинформативно:

- в низко- и среднедебитных эксплуатационных скважинах,
- при наличии перфорации двух стратиграфически различных пластов,
- при работе скважины в режиме неустойчивого фонтанирования.

Преимущества ИПТ заключаются в возможности создания малого подпакерного объёма, что позволяет снизить влияние упругой реакции ствола скважины и, тем самым, получить необходимые условия фильтрации в пласте при существенно меньшей продолжительности исследований.

Тем не менее, время нахождения инструмента на забое скважины ограничено технологическими причинами (несколько часов). Поэтому радиус исследования пласта при ИПТ невелик и полученные параметры пласта лишь приблизительно характеризуют добывные возможности скважины в условиях длительной эксплуатации.

Кривая восстановления давления (КВД)

Метод кривой восстановления давления (КВД) применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами.

Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом (тест Хорнера) или после установившегося отбора (метод касательной).

Для определения параметров удалённой от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния

«послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удалённой в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удалённой зоне пласта.

Кривая восстановления уровня (КВУ)

Метод кривой восстановления уровней (КВУ) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих.

Вызов притока в таких скважинах осуществляется путём снижения уровня жидкости в стволе скважины методом компрессирования или свабирования.

КВУ проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён) которая была закрыта путём герметизации устья. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъёмом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости (ГЖР — газожидкостного раздела) и ВНР (водонефтяного раздела) с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления.

Длительность регистрации КВУ или КП зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины.

Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, а в случае регистрации глубины ВНР — обводнённость продукции. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить оценку средней плотности жидкости.

Попытки обработать КВУ по нестационарным моделям «с учётом притока» с целью получения гидропроводности удалённой зоны пласта и скин-фактора, как правило, малоинформативны из-за очень большой упругоёмкости ствола скважины с открытым устьем или газовой шапкой. В такой ситуации влияние «послепритока» существенно на всём протяжении КВУ, а методики

«учёта притока» часто не дают однозначной интерпретации КП. Для исключения влияния «послепритока» применяют изоляцию интервала испытания пакерами от остального ствола скважины с использованием ИПТ (см. выше).

Индикаторные диаграммы (ИД)

Метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления.

Метод установившихся отборов применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами и предусматривает проведение замеров на 4-5 установившихся режимах. Отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами. При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида, обводнённости и др.

Основными определяемыми параметрами являются фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны. Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине (см. выше).

Гидропрослушивание

Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений и т. п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и начало изменения давления в реагирующей скважине, по времени пробега волны давления от одной скважины до другой можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве.

Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

Исследования можно подразделить на первичные, текущие и специальные. **Первичные исследования** проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. **Текущие исследования** осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. **Специальные исследования** вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.).

Выделяют прямые и косвенные методы исследования. К **прямым** относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта

и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами.

Косвенные методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:

- промыслово-геофизические,
- дебито- и расходомерические,
- термодинамические
- гидродинамические.

При **промыслово-геофизических** исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- электрические свойства пород (электрокаротаж),
- радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротаж),
- акустические (акустический каротаж),
- механические (кавернометрия) и т. п.

Промыслово-геофизические исследования позволяют определить пористость (поровую, трещинную, кавернозную), проницаемость, нефтеводогазонасыщенность, толщину пласта, отметки его кровли и подошвы, литологию и глинистость пород, положения водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК) и их продвижения, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины и его изменение (гамма-плотнометрия, диэлектрическая влагометрия, резистивиметрия и др.), скорость движения и распределение закачиваемых в пласт агентов (метод радиоактивных изотопов, индикаторные методы и др.), выявить работающие интервалы пласта, установить профили притока и поглощения (скважинная дебито- и расходомерия, термометрия, фотоколориметрия, определение содержания ванадия и кобальта в нефти), определить техническое состояние скважины (качество цементирования, негерметичность обсадных труб, наличие межпластовых перетоков, толщина стенок труб, дефекты в них, местоположение интервалов перфорации, элементов оборудования, муфт и забоя скважины, место отложения парафина, осадка и др.). Эти исследования выполняют геофизические организации. К геофизическим исследованиям относят также скважинные дебиторасходомерические и термодинамические исследования.

Скважинные *дебито- и расходомертрические исследования* позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — *расходомер* (в добывающую скважину - *дебитомер*), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом (около 1 м) от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения строят диаграмму интенсивности (расходо- или дебитограмму) или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости, что позволяет определить работающие интервалы, их доленое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых

в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии.

Термодинамические исследования скважин позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (*геотерма*) и в работающей (*термограмма*) скважине, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по данным указанных исследований относится к так называемым

обратным задачам гидродинамики, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

Целью гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки месторождений является получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, ибо они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д.

Задача определения абсолютных значений этих величин с необходимой точностью, а также изучения характера их изменения во времени и пространстве (по разрезу и площади залежи) является основной задачей специальной области **измерительной техники**, связанной с проведением измерений в скважинах и получившей название **глубинной**. Методы и средства глубинных измерений указанных величин (исходных параметров) имеют существенные особенности, определяемые как целями и видом исследования, так и специфическими условиями эксплуатации приборов в различных скважинах.

В связи с широким внедрением новых видов гидродинамических исследований, возрастанием их роли в области контроля и регулирования процессом разработки месторождений

непрерывно совершенствуется и техника глубинных измерений. За последние годы в нашей стране и за рубежом разработаны различные глубинные приборы для измерения давлений, температур, уровней, расходов и других величин; созданы специальные устройства для проведения глубинных измерений в скважинах; разработаны полевые самоходные лаборатории для проведения комплексных измерений и т. д.

Тенденции развития техники контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений таковы, что промысловые исследования будут иметь в последующие годы все более важное практическое значение, а служба исследований непрерывно будет совершенствоваться и расширяться. Предусмотренное усиление работ по изысканию новых, более эффективных методов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений по значительному повышению степени извлечения нефти и газового конденсата из недр потребует для своего осуществления создания информационно-измерительных систем, обеспечивающих действенный контроль за ходом процессов выработки продуктивных пластов, а также комплекса глубинных приборов для оценки эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа. Поэтому все большее значение приобретают и вопросы, связанные с методами глубинных измерений исходных параметров, теоретическими и физическими принципами создания глубинных приборов, техникой проведения измерений в скважинах.

Для подсчета запасов нефти и газа, составления проектов разработки объектов, установления технологических режимов работы скважин и пластов и решения вопросов оперативного регулирования необходим следующий комплекс сведений.

1 . Горногеометрическая характеристика пласта и залежи: глубина залегания, площадь распространения, положение непроницаемых границ и включений и их протяженность, начальное положение контуров нефтеносности, степень и характер расчленения пласта по разрезу, эффективная мощность пласта h и характер ее изменения по площади и т. д.

2. Гидродинамические и коллекторские свойства пласта:

пористость m , проницаемость k , пьезопроводность \square , гидропроводность \square , продуктивность K , нефтенасыщенность σ_n , и газонасыщенность σ_g , начальное и текущее давления и т. п.

3. Физико-химические характеристики пластовых жидкостей и газов: вязкость μ , плотность ρ , давление насыщения и другие, а также зависимости их от давления, температуры и газонасыщенности.

Процессы фильтрации жидкостей и газов в реальных пластах из-за значительной изменчивости их гидродинамических свойств чрезвычайно сложны. Поэтому для изучения и управления процессами добычи необходима информация не только о начальном состоянии залежи, но и о закономерностях изменения указанных параметров при разработке месторождения.

Одной из главных задач гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки является выявление общей картины неоднородностей пласта по площади.

На стадиях пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения задачами гидродинамических исследований являются:

- 1) уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;
- 2) получение информации о динамике процесса разработки, необходимой для его регулирования;

3) определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (обработка призабойных зон скважин, гидроразрыв и т. д.).

Каждым из указанных видов исследования (геологические; геофизические; гидродинамические и лабораторные) не обеспечивается получение всего комплекса сведений и тем более с одинаковой достоверностью. Только в результате сочетания различных методов можно определить параметры, характеризующие начальное и текущее состояния процесса разработки, с той степенью достоверности, которая может быть достигнута при современном уровне теории и техники промысловых исследований.

Для получения полной информации необходимы систематическое исследование и контроль за процессом добычи на

всех стадиях разработки месторождения: от разведки до промышленной эксплуатации включительно. Как известно, на стадии разведки из-за небольшого числа разведочных скважин невозможно учесть все детали строения продуктивного пласта и изменения его гидродинамических свойств. При проектировании принимаются осредненные параметры, характеризующие свойства пластов и пластовых жидкостей. Поэтому в проектах разработки не учитывается вся совокупность геологических и физико-химических факторов, влияющих на процесс разработки месторождения.

При освоении залежи объём информации возрастает, что позволяет составить более полную картину неоднородности пласта и внести необходимые коррективы в проект разработки. Чтобы выбранная система разработки полнее соответствовала выявляющейся картине неоднородности, в процессе эксплуатации месторождения необходимо осуществлять ее регулирование принять меры к изменению принятой системы, ибо только тогда обеспечиваются наиболее высокие технико-экономические показатели разработки залежи.

Эффективность мероприятий по регулированию процесса добычи также зависит от детального знания свойств пластов и о ходе процессов их разработки. Эти сведения могут быть получены с помощью исследований и контроля за добычей нефти.

В общем случае *система контроля процесса добычи нефти* должна обеспечить получение данных, достаточных для установления текущих значений следующих факторов:

- 1) распределения запасов нефти и газа по площади и разрезу залежи;
- 2) распределения давления по площади каждого пласта и в отдельных случаях - в прилегающей к залежи законтурной области пласта;
- 3) распределения притоков и поглощений нефти, воды и газа по разрезу;
- 4) распределения коэффициентов продуктивности и приемистости по интервалам.

Контрольные вопросы:

1. Какие задачи решаются при испытании пластов?
2. Какая разница между опробованием и испытанием пласта?
3. Расскажите о преимуществах и недостатках аппаратов на кабеле и испытательном инструменте на бурильных трубах.
4. Из каких основных узлов состоит комплект испытательного инструмента?
5. Объясните назначение и устройство фильтра.
6. Поясните назначение и устройство пакера.
7. Поясните назначение и устройство гидравлического ясса.
8. Назначение и устройство ИПТ.
9. Расскажите о работе поворотно-запорного клапана.

10. Как устроен и для чего нужен циркуляционный клапан?
11. Расскажите о компоновке ИПТ.
12. Расскажите об элементах спуска ИПТ. Как работают его различные клапаны?
13. Расскажите о пакеровке инструмента, для чего это делается?
14. Как определить качество пакера?
15. Что такое период притока и восстановление давления?
16. Расскажите о распакеровке инструмента и подъеме его на поверхность.
17. Объясните схематическую карту давления по характерным точкам.
18. Какие гидродинамические параметры можно определить по кривым восстановления давления?
19. Расскажите о полноте решения различных задач нефтепромысловой геологии комплексом геофизических и прямых методов изучения пласта и пластовых флюидов.
- 20.

Занятие 4 (2 часа)

Тема 1.4 Геофизические исследования скважин.

План:

- I. Геофизические исследования скважин*
- II. Объекты и условия исследования скважин геофизическими методами.*
- III. Петрофизическая обеспеченность геофизических исследований*
- IV. Метрологическая обеспеченность геофизических исследований*
- V. Стандарты при геофизических исследованиях*

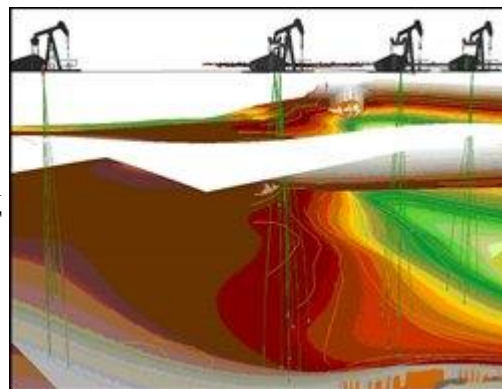
I. Геофизические исследования скважин

Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой комплекс физических методов, которые используются для изучения горных пород, а также контроля технического состояния буровых.

По своему назначению такие исследования делятся на две группы. Это непосредственно методы каротажа и скважинной геофизики. Первый известный также как промысловая или буровая наука изучения пород, которые находятся в радиусе 1-2 километров.

Зачастую эти два термина являются тождественными. В любом случае исследования ведутся с применением методов разведочной геофизики.

В последние годы изучение магматических пород набирает стремительных оборотов. ГИС проводится на всех этапах геологоразведочных работ, которые касаются нефти и газа.



Геофизические исследования скважин позволяют непосредственно охарактеризовать:

- разрез скважин;
- литологию;
- параметры пластов и т.д.

Геофизические исследования проводятся, как правило, в околоскважинном и межскважинном пространстве. Исходя из результатов, выполняются необходимые геологические построения.

Например:

- структурные карты;
- профили;

- карты изопахит и другие. Они необходимы для изучения строения нефтегазовых объектов, а также подсчета запасов углеводородов в скважинах. Отличным вариантом для изучения образования отрасли, а также ее тенденций и направлений станет посещение выставки «Нефтегаз», организатором которой является всемирно известный комплекс ЦВК «Экспоцентр».

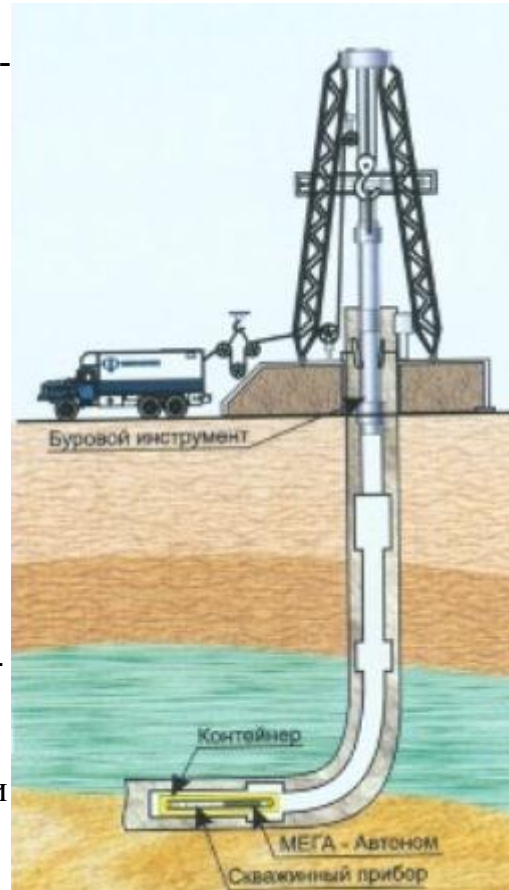
Применение метода каротажа в исследованиях скважин

Любая скважина находится под существенной нагрузкой. Это приводит к тому, материал начнет терять свои физические свойства через короткий промежуток времени после введения его в эксплуатацию.

На скважину оказывают влияние:

- давление породы;
- повышенная влажность;
- температурные перепады.

Методы исследований называются геофизическими в связи с тем, что осуществляется изучение не только самой буровой, но и прилегающих горных пород. Необходимость его ведения очевидна. От структуры и плотности породы напрямую зависит срок службы буровой.



ни-
ной
что
ни
че-
че-
про-
по-
вой.

Рассматривая виды геофизических исследований скважин, стоит отметить то, что на сегодняшний день их существует огромное количество. Посредством применения можно изучить горные породы, а также проконтролировать техническое состояние буровой. Все методы ГИС включают в себя электрические варианты. Это непосредственно каротажа сопротивлений. Такой набор методик дает возможность провести множество исследований.

Также следует отметить существование ядерно-геофизических вариантов. Они относятся к методам каротажа, а их основой является изучение гамма-излучения и реакция горной породы.

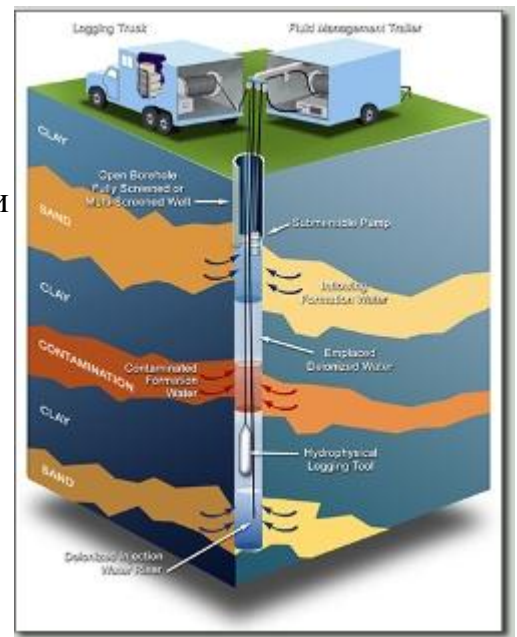
Основные виды геофизических исследований скважин

Классификация геофизических исследований скважин осуществляется по виду изучаемых полей. На сегодняшний день известно более 50 различных методов. Они имеют существенные различия между собой и применяются в зависимости от определенного типа проведения работ.

Основные виды геофизических исследований включают следующие методы:

- электрические;
- ядерные;
- термические;
- сейсмоакустические;
- магнитные.

В основном ГИС представляют собой каротажи различного рода. Это значит, что прослеживание за изменением необходимых величин осуществляется посредством спускаемого на электрокабеле специального прибора, который снабжается соответствующей аппаратурой.



Геофизические методы исследования скважин необходимы непосредственно для нахождения физической и гидрогеологической характеристик продуктивной толщи.

Характеристики толщи определяют следующими способами:

- электрическим каротажем;
- кавернометрией;
- расходомерией;
- термометрией и т.д.

Сравнение получаемых результатов комплексного исследования позволяет составить полную характеристику углеводородного горизонта.

Технология проведения геофизических исследований скважин

Для обработки и интерпретации геофизических исследований скважин применяется контроль результатов бурения.

Контроль включает следующие этапы проведения работ:

- определение технического состояния буровой;
- фототелеметрию стенок;
- перфорацию скважин для допуска в нее воды, нефти, газа и др.

Такой контроль проводится с помощью специального оборудования непосредственно в ходе или после окончания бурения. Технология геофизических исследований скважин ставит перед собой основную задачу – выделение в разрезах пластов полезных ископаемых, а также изучение их основного состава. Эти работы выполняются на этапах поиска и разведки месторождений.

В данном случае наибольшие перспективы для решения поставленных задач предоставляют ядерно-геофизические методы. Они основываются на прямых измерениях эффектов от искомых элементов. Горные породы напрямую определяют качество разведываемых углеводородов. Технология ГИС с применением ЯГФМ применима для всех основных типов месторождений твердых ископаемых.

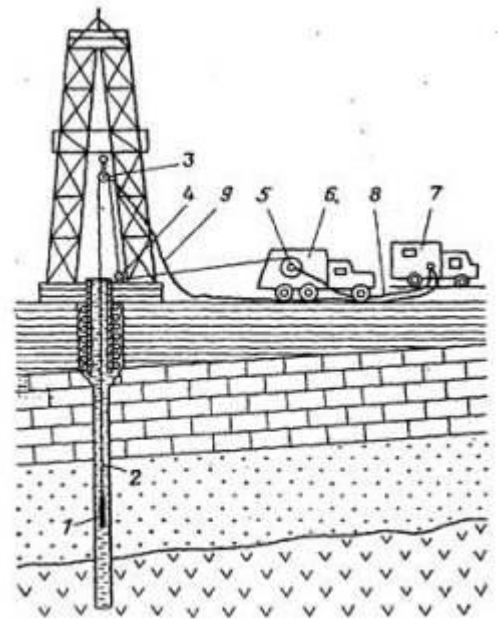


Рис. 2. Схема установки для геофизических исследований скважин (по Д. И. Дьяконову)

Стоит отметить и то, что в настоящее время ни одно исследование не обходится без применения компьютерной техники. Многие думают, что такой метод дает наиболее точный результат. Однако на практике это совершенно не так. На самом деле компьютерные технологии помогают только облегчить задачу. ЭВМ дают возможность наиболее быстро провести расчеты необходимые для получения результатов исследований.

Промысловые геофизические исследования скважин

В зависимости от геологических условий района определяется соответствующий метод. Промыслово-геофизические исследования скважин должны при возможно меньшем числе замеров обеспечить максимально полную информацию о разрезе буровой, а также выявлении коллекторов и их непосредственную оценку. Такой комплекс работ, в основном, выполняется партиями. Вместе с этим может исследоваться техническое состояние и определяться гидродинамические параметры пластов.

Работа в данном случае основана на регистрации физических полей, которые определяются исходя из наличия и структуры потоков флюида в стволе буровой и около нее. В зависимости от назначения промыслово-геофизические исследования проводятся в добывающих и нагнетательных скважинах.

Исходя из этого, ставятся определенные задачи.

Так, промыслово-геофизические исследования в добывающих включают:

- контроль технического состояния;

- установление интервала поступления жидкости в скважину;
- сопровождение ремонтных работ;
- определение особенностей пластов;
- установление оптимального режима работы скважины.

Очень часто в ряде случаев затруднено получения некоторых значений. При выборе правильного и комплексного исследования извлечь необходимые данные возможно по всем вышеперечисленным задачам.

ПГИ в нагнетательных буровых включает:

- установление приемистости;
- выделение интервала поглощения;
- определение герметичности колонны;
- установление интервала пластовых перетоков.

Для выполнения этих задач используются специальные геофизические приборы для исследования скважин. Оснащение производится с учетом установленных стандартов с применением инновационных технологий. Это обеспечивает максимальный результат проведения работ.

II. Объекты и условия исследования скважин геофизическими методами.

Основными объектами геофизических исследований в скважинах являются перспективные на нефтегазосодержание интервалы разреза.

Проникший в пласт фильтрат образует в прискважинной части пласта промытую зону и зону проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Изменение диаметра скважины, а следовательно, и слоя ПЖ, находящейся между измерительной установкой и стенкой скважины, а также влияние вмещающих пород в значительной степени осложняют задачу определения параметров исследуемого пласта геофизическими методами.

Условия геофизических исследований резко изменяются и в зависимости от свойств заполняющей скважину промывочной жидкости; ПЖ, например, может быть проводящей или непроводящей электрический ток, могут изменяться ее состав и степень минерализации, что в различной степени влияет на конечные результаты скважинных измерений при ГИС. Высокие значения плотности и вязкости ПЖ затрудняют спуск и подъем геофизических приборов, а наличие в составе ПЖ абразивных материалов или химически активных компонентов (например, сероводородного газа) разрушают скважинные приборы и кабель.

Глубина скважин, бурящихся на нефть и газ, имея в среднем 2—4 км, достигает 7—8 км. При этом с ростом глубины геолого-технические условия проведения ГИС усложняются. Коллекторские свойства пород с глубиной за счет роста горного давления, температуры и других факторов имеют более сложные связи, и их изучение геофизическими методами требует учета этих факторов. Рост давления и температуры с глубиной сам по себе в чисто техническом плане усложняет условия проведения геофизических работ в скважинах.

III. Петрофизическая обеспеченность геофизических исследований

Геофизические методы исследования геологического разреза скважин при выделении в разрезе и изучении коллекторов непосредственно нефти и газа не всегда могут решить задачи, поставленные нефтепромысловой геологией, а характеризуют лишь определенные физические свойства пересеченных скважиной пород с вероятной погрешностью.

Главным преимуществом геофизических методов является то, что они позволяют осветить весь комплекс пород, вскрытых скважиной непрерывно, без разрывов во времени и по интервалам и оперативно накопить большой объем информации о геологическом разрезе при небольших экономических затратах. Недостатком же является то, что геофизические методы — это косвенные методы исследования разреза скважины и проводятся в статических условиях, т. е. когда движение флюидов в системе пласт-скважина практически отсутствует. Геологическая эффективность геофизических исследований достигается высокой точностью измерений, наличием необходимых петрофизических связей, рациональным комплексированием их с прямыми методами исследований нефтяных и газовых скважин (испытания пластов, отборы проб флюида, образцов пород, газовый каротаж).

Главным достоинством прямых методов исследования перспективных интервалов является возможность выноса на поверхность образцов горных пород и пластовых флюидов для непосредственного изучения их физических и геологических свойств. Кроме того, при испытании отдельных интервалов пласт-коллектор исследуется в динамике, т. е. в режиме, близком к режиму эксплуатации скважины в будущем. Основным недостатком прямых методов является то, что исследованиями освещаются только отдельные интервалы вскрытых скважиной пород, а также большая трудоемкость этих работ.

Переход от регистрируемых при ГИС значений геофизических характеристик (удельное электрическое сопротивление, водородосодержание, скорость распространения упругих колебаний, объемная плотность и т. п.) к параметрам пласта-коллектора (пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, остаточная водонасыщенность, пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и т. п.) возможен при наличии надежного петрофизического обеспечения ГИС, а также дополняющих их в необходимых случаях результатов гидродинамических исследований пластов-коллекторов.

К продуктивным пластам-коллекторам относят пористые, трещинные горные породы, насыщенные нефтью, газом, водой. Эффективной толщиной пласта принято считать сравнительно однородный слой или сумму слоев, пересекаемых скважиной, с достаточно хорошими коллекторскими свойствами, которые могут отдавать нефть, газ или воду в системе пласт — скважина.

Выделение в разрезе скважины продуктивного пласта по данным ГИС сводится к определению его границ и характера насыщенности пласта. Простейшим случаем является выделение в разрезе коллектора с высокой межзерновой пористостью при вскрытии пласта на глинистом растворе. К качественным признакам

такого класса коллекторов относятся: сужение ствола скважины (наличие глинистой корки), отмеченное на кавернограмме, наличие горизонтального градиента сопротивлений по результатам измерений микрозондами, отрицательная аномалия ПС, наличие зоны проникновения по данным БКЗ.

Выделение коллекторов сложного строения выполняется по комплексу электрических, радиоактивных и акустических методов каротажа, результатам повторных временных изменений, данным воздействия на исследуемый интервал давлением или вызовом притока, результатам испытания пласта трубным пластоиспытателем или проницаемости при гидродинамическом каротаже опробователем пластов.

Количественным признаком пласта-коллектора служит превышение критического значения его пористости, т. е. пористости, соответствующей границе коллектор-неколлектор. В зоне неопределенности значения пористости (близкие к критическому) все выделяемые пласты-коллекторы подлежат испытанию в открытом стволе для определения их гидропроводности и коэффициента продуктивности.

Основой выделения продуктивных коллекторов, оценки их пористости, эффективной толщины и нефтегазонасыщенности являются установленные петрофизические связи, т.е. соотношения между геофизическими характеристиками и результатами анализа представительного керна для изучаемого объекта.

В сложных геолого-технических условиях, при отсутствии керна, продуктивные коллекторы выделяются по результатам испытаний в открытом стволе разведочного объекта.

IV. Метрологическая обеспеченность геофизических исследований

В практике геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах измеряются те или иные физические величины. Возникает необходимость сопоставлять, сравнивать результаты измерений, выполненных в различных скважинах, в разное время, полученных с использованием неодинаковых измерительных средств. Это требует единства замеров, при которых результаты выражаются в определенных установленных единицах с допустимым уровнем погрешности. Эта задача решается путем метрологического обеспечения (МО) геофизических исследований.

Метрология — это наука об измерениях, методах и средствах обеспечения единства и требуемой точности измерений. Роль ее в промысловой геофизике возросла в последние годы, когда в процессе научно-технического прогресса, развития электроники, автоматики, вычислительной техники появились более совершенные технические средства, а также улучшенное технологическое обеспечение бурения скважины позволило постановку и решение геофизическими средствами новых, более сложных задач бурения, геологии и разработки нефтяных залежей.

В промысловой геофизике физические величины измеряются в скважине с использованием специальных измерительных устройств. Нормативно-технические документы регламентируют единицы физических величин, воспроизведение их с

помощью эталонов с необходимой точностью при наименьших затратах, поверку и градуирование, оформление и представление результатов исследований.

Поверочной схемой в метрологии принято называть порядок передачи единицы измерения какой-либо физической величины от эталона к образцовому прибору и далее к рабочему средству измерения.

Специфика геофизических исследований, современный уровень используемых измерительных систем, природные условия объектов измерения пока что не позволяют вписать весь комплекс измерительной техники в строгую систему государственных эталонов из-за отсутствия научно обоснованных разработок. Тем не менее необходимость проведения измерений, их сопоставимости и количественных определений, требуемый уровень качества геофизических исследований и испытаний пластов обуславливает использование аналогов общепринятых государственных поверочных схем, рабочих эталонов, элементов стандартизации, градуировки и калибровки измерительных систем геофизических исследований. Наиболее общим для всех методов геофизических исследований являются поверочные скважины, в которых периодически проводятся геофизическими приборами контрольные измерения и сравниваются результаты.

Разницу между истинным значением измеряемой величины и результатом замеров называют погрешностью. Истинные значения физических величин — это значение, отражающее количественные и качественные свойства (величины) данного объекта в идеале. Они не зависят от уровня наших познаний и являются той истиной при измерениях, к которой мы стремимся. Результаты измерений — это внешнее проявление истинных величин исследуемого объекта и приближенное представление о нем на уровне наших познаний. Поскольку истинная величина исследуемого объекта всегда остается неизвестной, то и погрешности остаются неизвестными. Поэтому на практике для представления о погрешностях измерений вводят понятие действительного значения величины, экспериментально найденное и близкое к истинному значению и пригодное для определенных целей к использованию вместо него.

Погрешности носят нерегулярный (случайный) и систематический (постоянный) характер. При геофизических исследованиях, как и при любых других измерениях, наблюдаются случайные отклонения, являющиеся причиной нерегулярных погрешностей. Повторные и многократные измерения уменьшают погрешности и повышают точность измерений.

Многочисленные факторы, являющиеся источниками погрешностей при промыслово-геофизических измерениях, снижают определенность и достоверность их результатов. Несмотря на это, метрологическое обеспечение технических средств, комплексная технология, специальные методические приемы, высокая квалификация кадров обеспечивают решение поставленных задач бурения, геологии и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Попробуем сгруппировать основные погрешности, сопутствующие геофизическим исследованиям в скважинах.

Влияние скважины. Наличие скважины является необходимым условием для добычи нефти и газа. Искажение результатов измерений влиянием скважины но-

сит постоянный характер, но широкий диапазон изменений конструкции скважины, физико-химических свойств заполняющей ствол промывочной жидкости, технологических режимов вскрытия пластов и времени взаимодействия системы скважина - пласт носит случайный характер. Учет погрешностей влияния ствола скважины на геофизические измерения возможен на основе результатов экспериментальных работ.

Влияние неоднородности исследуемой среды. Пересечение пластов, ограничение толщины однородной среды, частое чередование слоев с различными физическими свойствами и соизмеримое соотношение их с размерами измерительных установок вносят погрешности постоянного характера для каждого конкретного случая. Эти погрешности при большом диапазоне природных условий полностью учитывать невозможно. Это делается лишь для определенных конфигураций в ограниченных пределах.

Инструментальные погрешности. Специфика геофизических измерений заключается в том, что регистрируемый сигнал от датчика, находящегося в скважине, передается через телеметрическую систему на поверхность и претерпевает многократные преобразования (усиление, детектирование, фильтрация и т.п.), т. е. проходит через многие элементы общей схемы измерений, пока доходит непосредственно до измерительного прибора — регистратора, и каждый из этих элементов налагает на измеряемую величину свою погрешность. В отдельные группы выделяются погрешности, связанные с точностью изготовления средств измерения, технологические, обусловленные несовершенством технологии изготовления отдельных элементов и элементной базы как следствие использования несовершенных элементов в структуре схемы. Суммарная величина этих погрешностей учитывается калибровкой всего тракта измерений с включением специальных устройств, имитирующих исследуемую величину в естественных условиях.

Погрешности методического характера. Геофизические исследования являются косвенными методами. Измеряемые характеристики, как было сказано выше, пересчитываются затем в значения пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости, определяется истинная глубина водонефтяного или газожидкостного контакта, пространственное положение ствола скважины и т. д. Источниками погрешности при этом могут быть несовершенство теории метода либо методики измерений, недостаточное петрофизическое обоснование методики, упрощение цикла исследовательских работ и др. В этом случае погрешности могут появляться как в процессе непосредственных измерений в скважинах, так и на этапе обработки, вычислений и интерпретации результатов скважинных измерений. Снижение погрешностей и повышение достоверности результатов ГИС обеспечивается путем совершенствования теории методов, развития петрофизического обеспечения, проведения опытно-методических работ для конкретных геолого-технических условий проведения ГИС.

Погрешности метрологического обеспечения. В эту группу погрешностей объединены систематические погрешности, вносимые из-за несовершенства поверочных устройств, неучета взаимовлияния каналов измерительной многоканаль-

ной аппаратуры. Сюда же относятся погрешности несогласования входных и выходных цепей измерительных устройств, нарушения действующих стандартов и т. п.

Погрешности нерегулярные. К ним относятся непрогнозируемые погрешности, появляющиеся в процессе измерений неожиданно, например изменение изоляции питающей или измерительной цепи, контактов в цепи, трения в опорах рамки инклинометра, напряжения в сети, скорости спуска-подъема, режима работы прибора от механических воздействия и т.п. Учет погрешностей, вызываемых перечисленными факторами, невозможен. Снижение такого рода погрешностей достигается содержанием техники должным образом, повышением квалификации операторского состава, соблюдением технологической дисциплины, оптимальной организацией труда.

Погрешности субъективного характера. Эти погрешности зависят от индивидуальных особенностей оператора (наблюдателя). Здесь сказываются характер его поведения при измерениях, степень ответственности по отношению к выполняемой работе, опыт, квалификация, своевременность проверок «нуля», «стандарт-сигнала», соблюдения действующих руководящих документов и др. Очевидно, что на результаты измерений оказывают влияние как случайные, так и систематические погрешности оператора, которые, накладываясь друг на друга, в значительной степени снижают качество получаемого материала. Такие же ошибки может совершать вычислитель или интерпретатор, Основным направлением уменьшения или ликвидации погрешностей, носящих субъективный характер, являются постоянная работа с кадрами, повышение квалификации, улучшение условий их труда, высокая требовательность к качеству выполняемой работы. В этом плане значительный вклад могут внести рабочие, выполняющие работы по подготовке, проверке приборов, креплению для транспортирования их, а также при соединении и отсоединения приборов к кабелю.

Систематическая работа по совершенствованию средств намерений, поверочных устройств, выполнение требований нормативных руководящих документов зависят от уровня метрологического обеспечения исследовательских работ в нефтяных и газовых скважинах.

Метрологическое обеспечение геофизических работ разделяется на МО геофизической аппаратуры и МО методик выполнения измерений.

Одной из основных задач метрологического обеспечения измерительной техники является повышение надежности геофизической аппаратуры, обеспечение получения достоверных сопоставимых результатов измерений. Нередки случаи, когда к разработке систем поверок и рабочих эталонов приступают после окончания конструирования геофизической аппаратуры. В настоящее время служба метрологии находится на стадии становления и постепенно проникает во все стадии геофизического производства. Основные функции службы метрологии в части обеспечения качества промыслово-геофизических работ состоят: в установлении необходимого уровня качества измерительной техники, разработке инструкций, подготовке и проведении испытаний аппаратуры, формулировании дополнительных требований к техническим условиям для обеспечения необ-

ходимого качества и надежности измерительной техники, проверке технической правильности оформления конечных результатов геофизических исследований и технической отчетности, аттестации и стандартизации методик выполнения измерений.

V. Стандарты при геофизических исследованиях

В нашей стране стандартизация является важным элементом государственной технической политики и стала одним из основных элементов государственного планирования и управления общественным производством. Стандарты имеют следующие категории по нисходящей линии: ГОСТ (государственный), РСТ (республиканский), ОСТ (отраслевой), СТП (предприятия). ГОСТы утверждаются на все виды промышленных и сельскохозяйственных материалов, сырья, машин и т. д. ОСТы распространяются на мелкосерийную аппаратуру, оборудование, полуфабрикаты, применяемые в отрасли. Для геофизического производства характерны ОСТы и ТУ (технические условия); на сравнительно мелкосерийные изделия специального назначения разработка ГОСТов нецелесообразна. Действующие ТУ, как правило, характеризуют современные достижения науки и техники, отвечают требованиям повышения качества исследовательских работ в скважинах.

Кроме ОСТов и ТУ, для указанных выше селей используют нормативно-технические и другие руководящие документы (РД) отрасли, объединения, предприятия. Нормативно-технические документы регламентируют единицы физических величин, воспроизведение их с помощью эталонов с необходимой точностью при наименьших затратах, поверку и градуирование, оформление и представление результатов.

Многообразие различных приборов и оборудования в геофизическом производстве усложняет работу метрологической службы. Недостаточная координация разработок внутри отрасли и в межотраслевом плане приводит иногда к несоблюдению требований стандартизации, иногда полному отсутствию унификации и агрегатирования однотипных приборов.

Практика показывает, что вполне осуществимо создание новых технических средств путем компоновки отдельных готовых стандартных агрегатных узлов. Этот прогрессивный метод конструирования аппаратуры, в том числе геофизической, из отдельных унифицированных агрегатов позволяет сократить сроки проектно-конструкторских работ, подготовки производства, улучшить использование имеющихся мощностей, снизить себестоимость, повысить надежность, качество и долговечность выпускаемых изделий. Каждый унифицированный агрегат или узел выполняет определенную самостоятельную функцию, а это, в свою очередь, позволяет осуществлять поверку его работы.

Стандартизация распространяется и на подготовку скважин к геофизическим исследованиям, регламентированию взаимоотношений хозяйственных предприятий при совместной работе и т.п.

Ниже приведены основные стандарты, которыми руководствуются работники нефтяной промышленности:

ГОСТ 22-609-77. Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.

ОСТ 39-039-77. Аппаратура для промыслово-геофизических исследований скважин на нефть и газ. Система условных обозначений.

ОСТ 39-044-80. Система разработки и постановки продукции на производство. Средства измерений в Миннефтепроме.

ОСТ 39-073-78. Разработка и постановка на производство изделий в системе Миннефтепрома. Порядок проведения научно-исследовательских работ.

ОСТ 39-081-78. Единая система управления качеством геофизических исследований. Система обеспечения надежности геофизической аппаратуры и оборудования. Методы испытаний и оценки показателей надежности.

ОСТ 39-083-79. Аппаратура промысловая геофизическая. Основные параметры и размеры.

ОСТ 39-084-79. Аппаратура промысловая геофизическая. Разовые показатели качества.

ОСТ 39-092-79. Единая система управления качеством геофизических исследований. Единая система обеспечения надежности геофизической аппаратуры и оборудования. Определение оптимального уровня показателей надежности.

ОСТ 39-100-80. Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия.

ОСТ 39-150-83. Аппаратура геофизическая скважинная. Нормируемые метрологические характеристики.

РДС 39-01-008-77. Единая система обеспечения надежности геофизической техники для исследования скважин (Единая система управления качеством геофизической техники и геофизических исследований скважин).

РДС 39-01-025-78. Единая система управления качеством геофизических исследований. Методика оценки уровня качества геофизической аппаратуры и оборудования.

РДС 39-01-029-80. Ведомственная поверочная схема для скважинных средств измерений интервального времени распространения акустических волн.

РДС 39-01-030-80. Ведомственная поверочная схема для скважинных средств измерений удельного электрического сопротивления.

РДС 39-01-031-80. Ведомственная поверочная схема для скважинных средств измерений коэффициента затухания акустических волн в диапазоне частот от 3 до 50 кГц.

РДС 39-01-035-80. Ведомственная поверочная схема для скважинных каверномеров и профилемеров.

РД 39-04-172-79. Средства измерений для геофизических исследований в скважинах. Метрологические характеристики. Номенклатура а выбор комплекса.

ОСТ 39-143-82. Испытателя пластов нефтяных скважин на трубах. Типы, основные параметры и размеры.

РД 39-4-1063-84. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.

РД 39-4-220-79. Технические требования на подготовку скважин к проведению технологического контроля и осуществление геофизических и гидродинамических исследований в бурящихся скважинах.

Все перечисленные ГОСТы, ОСТы, РД облегчают исполнителям работу и направлены на повышение качества, эффективности и достоверности исследований, выполняемых в нефтяных и газовых скважинах.

Дальнейшим развитием работ в области метрологии скважинных измерений является аттестация и стандартизация методик измерений параметров исследуемых скважин.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о возможностях и ограничениях геофизических методов исследований скважин.
2. В чем вы видите единство геолого-технологических и геофизических исследований?
3. В каких скважинных условиях выполняются геофизические исследования.
4. В чем вы видите основные преимущества и недостатки геофизических и прямых методов исследований нефтяных и газовых скважин?
5. Для чего нужно петрофизическое обеспечение ГИС, как оно создается?
6. Перечислите основные критерии выделения нефтегазонасыщенных пластов комплексом ГИС.
7. Что подразумевается под термином метрологическое обеспечение ГИС?
8. Какие существуют основные источники погрешности измерений при ГИС?
9. Какова роль метрологического обеспечения в повышении эффективности НИС?
10. Какова роль государственных и отраслевых стандартов в повышении эффективности исследовательских работ в нефтяных и газовых скважинах?

Занятие 5 (4 часа)

Тема 1.5 Электрический каротаж.

План:

- I. Электрический каротаж*
- II. Физические основы методов удельного электрического сопротивления и потенциалов самопроизвольной поляризации*
- III. Установки электрического каротажа*
- IV. Стандартный каротаж. Боковое каротажное зондирование*
- V. Боковой каротаж*
- VI. Индукционный каротаж*

I. Электрический каротаж

При электрическом каротаже изучают электрическое поле, созданное электрическим током проходящим через точечные электроды в окружающей проводящей среде. Ток через электроды (A и B) обычно поддерживается источни-

ком, находящимся в питающей цепи. Для практических целей с некоторыми допущениями можно считать, что создаваемое при этом электрическое поле идентично электрическому полю заряда в непроводящей среде, и поэтому допускается пользоваться понятиями, терминами и законами электростатики.

Известно, что если в вакуум поместить два точечных электрических заряда e_1 и e_2 , то они будут взаимодействовать по прямой линии с силой F , прямо пропорциональной величине этих зарядов и обратно пропорциональной квадрату расстояния между ними r . Эта зависимость имеет название закона Кулона и имеет вид $F=e_1e_2/r^2$.

Электрическое поле в каждой его точке характеризуется напряженностью E , которая имеет величину и направление, т. е. представляет собой вектор. По закону Кулона в точке на расстоянии r от заряда e напряженность $E=e/r^2$.

Если электрическое поле образовано несколькими зарядами, то его общая напряженность равна геометрической сумме напряженностей всех зарядов. Линии, указывающие направление напряженности поля, называются силовыми линиями. Если в электрическое поле поместить элементарный положительный заряд, то он будет двигаться вдоль силовых линий. Для перемещения электрического заряда из одной точки в другую с разными значениями напряженности необходимо выполнить определенную работу для преодоления силы взаимодействия этих зарядов. Напомним, что работа, которую необходимо совершить для перемещения единичного положительного заряда из бесконечности в данную точку, носит название потенциала этой точки.

Потенциал точки электрического поля имеет вполне определенное значение и характеризует поле наравне с напряженностью E . Последняя определяется быстротой убывания потенциала в направлении силовых линий. Потенциал U точки электрического поля прямо пропорционален величине заряда e и обратно пропорционален расстоянию r до него, т. е.

$$U=e/r \text{ или } U = E_r$$

Таким образом, потенциал и напряженность электрического поля взаимозависимы, напряженность $E=U/r$ характеризует изменение потенциала в очень малом интервале и с противоположным знаком она носит название градиента потенциала ΔU .

Геометрическое место точек с одинаковыми потенциалами образует эквипотенциальную поверхность и в однородной среде имеет форму шара. Следует отметить, что в скважинных условиях при чередовании пластов с разной проводимостью эквипотенциальные поверхности имеют более сложную форму. Если поле образовано несколькими зарядами, то потенциал точки равен алгебраической сумме потенциалов полей, образованных отдельными зарядами.

Переходя к рассмотрению электрического поля в условиях однородной проводящей среды, созданного током I , вытекающим из питающего электрода A (электрод B удален в бесконечность) отметим, что токовые линии имеют вид силовых линий, подобных рассмотренным в электростатике. Точки M и N (в скважинной установке это измерительные электроды), находящиеся на разных расстояниях от электрода A и на различных эквипотенциальных поверхностях. Ток,

проходя эквипотенциальные поверхности точек M и N , создает разность (падение) потенциалов $\Delta U = V_M - U_N$

Из закона Ома мы знаем, что

$$\Delta U = V_M - U_N = IR = I\rho l/S, \quad (5)$$

Где I — ток, растекающийся из электрода A , R — электрическое сопротивление между двумя эквипотенциальными шаровыми поверхностями точек M и N ; l — расстояние между эквипотенциальными поверхностями точек M и N ($l = AN - AM$); ρ — удельное электрическое сопротивление среды (породы); S — сечение проводника — площадь эквипотенциальной поверхности ($S = 4\pi r^2$).

Учитывая, что рассматриваемые эквипотенциальные поверхности M и N расположены близко друг от друга и расстояние MN значительно меньше AM или AN , для простоты можно считать $S = 4\pi r AM \cdot AN$. После преобразования получаем

$$\Delta U = V_M - U_N = I\rho_n \frac{l}{S} = I \frac{(AN - AM)}{4\pi r AM \cdot AN} = \frac{\rho_n}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \text{ или } \Delta U = I\rho_n / 4\pi \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right)$$

При удалении точки N в бесконечность значением $1/AN$ можно пренебречь, тогда потенциал точки M

$$U_M = I\rho_n / 4\pi (1/AM).$$

Если сравнить $U = e/r$ и формулу (4, 6), то можно определить заряд электрода A :

$$eA = I\rho_n / 4\pi$$

Электродная установка или каротажный зонд, сохраняя расстояние между электродами во время измерения, движется по стволу скважины. Каротажный зонд характеризуется коэффициентом зонда K :

$$\Delta U = I\rho_n / K \quad (8)$$

где $1/K = (1/4\pi) (1/AM - 1/AN)$ или $1/K = (1/4\pi) [MN / (AN - AM)]$, откуда

$$K = 4\pi AN \cdot AM / MN. \quad (9)$$

После рассмотрения элементов электрического поля, регистрируемого трехэлектродным каротажным зондом, становится ясным, что для определения удельного электрического сопротивления однородной среды нужно измерить разность потенциалов ΔU и, зная коэффициент зонда K и питающий его ток I , рассчитать значение ρ_n по формуле (8). Для получения кривой изменения ρ_n по стволу скважины при постоянном значении I достаточно регистрировать изменение только ΔU по стволу скважины.

Однако в природе мы встречаемся с многослойной и неоднородной средой (ствол скважины, зона проникновения промывочной жидкости в пласт, неоднородность и ограниченность толщины пластов и др.) и получаем некоторое условное, результирующее значение от всех влияющих на измеряемое удельное сопротивление исследуемого интервала различных факторов, которое носит название кажущегося удельного сопротивления (ρ_k или KC). Для определения ρ_k (KC) обычно используют формулу, справедливую для однородной среды: $\rho_k = K \Delta U / I$. Результаты измерений кажущегося удельного сопротивления, как ρ_k , представляют в виде кривой, показывающей изменение ρ_k по стволу скважины с глубиной (кривая KC).

II. Физические основы методов удельного электрического сопротивления и потенциалов самопроизвольной поляризации

Из курса физики известно, что прохождение электрического тока в веществах, в том числе и в горных породах, обусловлено наличием двух видов проводимостей (электронной и ионной) в твердых телах и водных растворах солей.

Горная порода представляет собой сложный агрегат, состоящий из твердого скелета, поровое пространство которого заполнено водными растворами, нефтью и газом. Электрическая проводимость породы в большинстве случаев обусловлена наличием электропроводящих жидкостей в порах и каналах между твердыми частицами горных пород. Различные горные породы, пересеченные стволом скважины, имеют различный химический состав, различную минерализацию заполняющих поры и трещины водных растворов, и поэтому отличаются друг от друга значениями удельного электрического сопротивления.

Нефтепромысловую геологию величина удельного сопротивления горных пород сама по себе мало интересует однако его значение во многом характеризует насыщенность коллекторов (вода, газ, нефть), относительный объем пор, заполненных водным раствором солей (пористость), в связи с чем метод сопротивлений обязательно включается в стандартный комплекс исследований геологического разреза скважин.

Удельное сопротивление горных пород измеряется в ом-метрах и относится при измерениях к 1 м^3 породы: $\rho = K \Delta U / I$ [$\text{м} \cdot \text{мВ} / \text{мА} = \text{Ом} \cdot \text{м}$] или из формулы (5) $\rho = S \Delta U / I$ [$\text{м}^2 \cdot \text{мВ} / \text{м} \cdot \text{мА} = \text{Ом} \cdot \text{м}$]. Удельное сопротивление горных пород изменяется в широких пределах—от долей до нескольких тысяч ом-метров, в зависимости от наличия минерализации пластовой воды, заполняющей их поры и трещины. Повышение минерализации водных растворов ведет к уменьшению их удельного сопротивления за счет увеличения общего числа ионов в растворах.

Но, несмотря на это обстоятельство, в пределах одного района однотипные породы имеют близкие значения удельных сопротивлений. Поэтому, определив по электрическому каротажу удельное сопротивление пройденных скважиной пород, можно судить, какие литологические разности были пройдены скважиной, и выделить во вскрытом геологическом разрезе нефтегазонасыщенные и водонасыщенные интервалы.

Из сказанного следует, что удельное сопротивление водонасыщенного пласта находится в прямой зависимости от сопротивления пластовой воды, насыщающей поры, ее количества и формы распределения в породе. В связи с этим зависимость $\rho_{\text{п}}$ от сопротивления насыщающей ее пластовой воды можно рассматривать как некий параметр, определяющий пористость породы. Итак, относительное сопротивление $P = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{пв}}$, где $\rho_{\text{вп}}$, $\rho_{\text{пв}}$ — удельные сопротивления соответственно полностью водо- насыщенного пласта и пластовой воды, характеризует пористость породы и не зависит от минерализации заполняющей ее пластовой воды.

Зависимость коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ от относительного сопротивления $P_{\text{п}}$ (параметра пористости) показана на рис. 28, а. Наклон кривых определяется петрофизическими свойствами породы.

Нефть и газ практически не проводят электрического тока и, заполняя поровое пространство и каналы в горных породах, повышают электрическое сопротивление продуктивных пластов. Нефтегазонасыщенные пласты характеризуются коэффициентом увеличения сопротивления (фактором насыщенности) $P_{нг} = \rho_{п} / \rho_{нп}$ (где $\rho_{нп}$ — удельное сопротивление нефтегазонасыщенного пласта).

Нефтегазонасыщенность оценивается коэффициентом $k_{нг}$, однако при его низких значениях это сделать затруднительно. Нижняя граница $k_{нг}$ на разных месторождениях различна и изменяется в пределах 1,2—5 и более. Общая зависимость нефти - газонасыщенности $k_{нг}$ от параметра насыщенности $P_{нг}$ показана на рис. 28, б.

Неоднородность пластов, их частое чередование — тонкослоистость разреза, сложная структура порового пространства, искажающее влияние скважины создают определенные трудности при решении задач нефтепромысловой геологии методом сопротивлений.

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, при пересечении их скважиной в стволе последней возникает естественное самопроизвольное электрическое поле. Измерение в скважине потенциала самопроизвольно возникающего электрического поля дает важную информацию о породах. Возникновение электрического поля обусловлено следующими основными факторами: диффузией ионов солей из пластовых вод в ствол скважины и наоборот, адсорбцией ионов частицами породы и промывочной жидкости, фильтрацией пластовых вод и промывочной жидкости в простой среде, окислительно-восстановительными процессами минералов, составляющих горные породы.

Известно, что при растворении в воде какой-либо соли молекулы последней полностью или частично диссоциируют (расщепляются) на положительно и отрицательно заряженные ионы, независимо от наличия электрического поля.

Если в сосуд с пористой перегородкой, препятствующей свободному перемешиванию, налить два раствора, например NaCl с различной концентрацией C_1 и C_2 (рис. 29, а), то через пористую перегородку произойдет диффузия ионов. В результате отличия подвижностей положительно и отрицательно заряженных ионов (ионы Cl^- примерно в 1,5 раза более подвижны, чем Na^+) через некоторое время ионов Cl^- окажется больше в менее концентрированном растворе и измерительный прибор Я, подключенный к растворам через электроды \mathcal{E}_1 и \mathcal{E}_2 покажет разность потенциалов, возникшую на границе двух растворов. При некотором значении разности потенциалов скорости диффузии ионов обоих знаков становятся одинаковыми и устанавливается состояние равновесия. В случае контакта растворов одной и той же соли различной концентрации электродвижущие силы E_d , возникающие вследствие диффузии ионов, рассчитываются по формуле $E_d = K_d(C_1 - C_2)$, где K_d — коэффициент диффузии, постоянный для данного электролита при определенной температуре; C_1 и C_2 — концентрации контактирующих растворов ($C_1 > C_2$), г/л. Величина K_d в среднем для NaCl установлена равной 11,7 мВ и, следовательно, для раствора этой соли $E_d = 11,7 \lg(C_1/C_2)$ мВ.

В скважине отсутствие непосредственного контакта растворов одного состава различной концентрации, наличие тонкопористых перегородок, различие в составах растворов и наложение других потенциалов усложняют общую картину. Схематическое изображение поля самопроизвольной поляризации в скважинных условиях показано на рис. 29, б.

В песчано-глинистом разрезе при большей минерализации пластовой воды по сравнению с минерализацией промывочной жидкости коллекторы на кривых ПС характеризуются отрицательными аномалиями. Увеличение в составе пород примесей глиен отмечается уменьшением отрицательной аномалии. Уплотненные породы, содержащие незначительное количество глинистых примесей, выделяются по кривым ПС как чистые глины. Изменения потенциалов самопроизвольной поляризации по разрезу используют для его расчленения, корреляции, выделения глинистых, пористых и проницаемых интервалов.

III. Установки электрического каротажа

Для проведения электрического каротажа используют трех- электродный скважинный зонд. Зонд состоит из п а р н ы х (о д ноименных), включенных в электрическую цепь электродов: соответственно токовых A и B или измерительных M и N . Н е п а р н ы м электродом зонда является электрод, включенный в одну цепь с электродом, находящимся на поверхности.

Зонд с двумя питающими электродами называют д в у х п о л ю с н ы м , а с двумя измерительными и одним питающим электродом - о д н о п о л ю с н ы м . Двухполюсный и однополюсный зонды одной установки взаимозаменяемы. Чаще применяются однополюсные зонды. Имеются каротажные зонды двух типов (рис.30,а) потенциал-зонд-зонд с раздвинутыми парными электродами, в котором расстояние между ними велико по сравнению с расстоянием до непарного электрода; градиент-зонд зонд со сближенными парными электродами, в котором расстояние между ними мало по сравнению с расстоянием от парных электродов до непарного. Потенциал - и градиент - зонды могут быть однополюсными и двухполюсными.

В идеальном потенциал - зонде удаленный электрод находится в бесконечности, т. е. парные электроды раздвинуты в бесконечность (двухэлектродный зонд). В идеальном градиент - зонде расстояние между парными электродами MN или AB стремится к нулю. В практике каротажа отношение расстояний удаленного электрода до сближенных к расстоянию между, сближенными электродами устанавливается в пределах 5—10. Зонд обозначается следующим образом: сверху вниз записываются названия электродов и проставляется расстояние между ними в метрах, например $A7,5MO,75N$ или $M7,5AO,75B$. Градиент - зонды с парными электродами ниже удаленного электрода называются п о д о ш в е н н ы м и , а зонды с парными электродами вверху - к р о в е л ь н ы м и . Зонды одинакового типа различаются длиной (размером). Д л и н о й (р а з м е р о м) г р а д и е н т - з о н д а (с м . рис. 30) является расстояние от непарного электрода до сред-

ней точки между парными (сближенными) электродами. За длину (размер) потенциал-зонда принимается расстояние между сближенными электродами. Точка записи зонда O - это средняя точка между сближенными электродами; измеряемая величина относится по глубине к этой точке. «Мертвый» конец зонда - расстояние от точки записи до нижнего конца груза или скважинного прибора. Интервал, равный этому расстоянию, выше забоя скважины остается не охваченным исследованием - для данного зонда — прибора (рис. 30, б). Ценой метки зонда называется расстояние от точки записи до середины соединения зонда с кабелем. Общий вид многоэлектродного зонда показан на рис. 30, е.

При расчетах электроды зонда принимаются точечными; ширина их не должна превышать $1/10$ расстояния между сближенными электродами. Все приведенные сведения о каротажных зондах важны в практической работе. Ошибки в определении расстояний между электродами, цены метки, «мертвого» конца могут привести к некачественным измерениям.

Каждый зонд или прибор имеет свой номер, все данные о его размерах после их промера записываются в акты, которые сдаются в интерпретационную партию. На практике обычно применяют трехэлектродные измерительные установки длиной 0,2-1 м (потенциал-зонд) и 0,2-8 м (градиент-зонд). Зонды большего размера используют реже.

IV. Стандартный каротаж. Боковое каротажное зондирование

При стандартном электрическом каротаже измеряют кажущееся удельное сопротивление (КС) и потенциалы самопроизвольной поляризации (ПС) пересеченных скважиной пород. Кажущееся сопротивление в каждом районе регистрируют с помощью стандартного зонда, размеры которого подбираются экспериментальным путем для лучшего расчленения геологического разреза при стандартных скважинных условиях. Стандартный каротаж обычно проводится одним или двумя зондами (потенциал-зонд $L=0,5$ м и градиент-зонд $L=2/4$ м).

Как уже говорилось, в реальных скважинных условиях на измеряемые величины, кроме сопротивления пласта, влияют сопротивления промывочной жидкости, вмещающих пород и зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. За кажущееся сопротивление данной неоднородной среды при заданном взаимном расположении электродов и расстояний между ними принимается кажущееся сопротивление условной однородной среды, в которой при измерении таким же зондом создается разность потенциалов, равная измеряемой разности потенциалов в данной неоднородной среде.

Зонды стандартного каротажа обычно подбираются такими, чтобы они расчленяли разрез и показывали значения КС, близкие к истинным удельным сопротивлениям большинства интересующих пластов. Однако для оценки истинного удельного сопротивления в сложных реальных условиях часто данные стандартного каротажа оказываются недостаточными. Более точное определение истинного ρ_n пересеченных скважиной пород достигается с помощью бокового каротажного зондирования (БКЗ).

Суть БКЗ заключается в том, что в интервале исследования кривые КС регистрируют несколькими (обычно 5—6) зондами различной длины. Благодаря этому получают кривые с разными глубинами исследований, и их совместно рассмотрение в определенных геологических и скважинных условиях позволяет оценить степень влияния соседних пластов, наличие зоны проникновения в пласт и найти истинное удельное электрическое сопротивление ближней зоны и пласта.

Боковое каротажное зондирование проводится обычно комплектом подошвенных (чаще) или кровельных градиент-зондов. Длину зондов изменяют от 1 до 30 диаметров скважины, размер каждого последующего зонда увеличивают в 2—2,5 раза. Наиболее часто для БКЗ применяют следующие градиент-зонды: А0,5М0,1N, А1М0,1N, А2М0,5N, А4М0,5N, А8М1N и N0,5М4А; кровельные градиент- и потенциал-зонды используют реже. Боковое каротажное зондирование как метод для детального изучения градиента сопротивления в радиальном направлении перспективных продуктивных материалов обычно применяют в комплексе с микроустановками и другими методами каротажа.

Трехэлектродные установки очень малого размера носят название микрозондов. Электроды микрозонда установлены по средней линии его фасонного резинового башмака на расстоянии 2,5 см друг от друга. Для уменьшения влияния ствола скважины во время измерений электродный башмак микрозонда прижимается к ее стенке.

Для измерения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости в стволе скважины применяется микроустановка - скважинный резистивиметр. Его электроды для уменьшения влияния $r_{\text{п}}$ пересеченных скважиной пород удалены от стенки скважины и окружены металлическим экраном. Коэффициенты K микрозондов и резистивиметров определяют опытным путем в баке с раствором известного удельного электрического сопротивления.

V. Боковой каротаж

Исследование скважин обычными трехэлектродными установками (потенциал- и градиент-зондами) имеет широкое распространение. Шоковое каротажное зондирование во многих случаях успешно решает задачу определения удельного сопротивления пластов, выделения коллекторов и оценку их нефтегазонасыщенности. Однако в некоторых сложных геологических и скважинных условиях установки для стандартного каротажа и БКЗ с нерегулируемым электрическим полем малоэффективны, например, при частом чередовании пластов с различным значением удельного сопротивления и при очень низком значении сопротивления промывочной жидкости из-за существенного влияния ствола скважины.

В настоящее время большое применение находят методы электрического каротажа с фокусировкой тока, или, как его называют, боковой каротаж (БК). Этот метод является разновидностью электрического каротажа, главное отличие которого состоит в том, что во время измерения КС

происходит автоматическое регулирование электрического поля токовых электродов. Это позволяет существенно снижать влияние вмещающих пород и ствола скважины за счет направления токовых линий перпендикулярно к оси скважины (рис. 32). Боковой каротаж особенно эффективен при низких значениях сопротивления промывочной жидкости в стволе скважины.

Установками бокового каротажа, так же как и с обычными трехэлектродными зондами, измеряется разность потенциалов ΔU , возникающая на измерительных электродах в электрическом поле, создаваемом током питающей цепи. В процессе регистрации ток в питающей цепи регулируется таким образом, чтобы непрерывно выполнялось заданное условие распределения и поддержания потенциала на контрольных точках зонда. Это условие называют основным условием регулирования.

Глубинность исследований (горизонтальная характеристика), разрешающая способность по толщине прослоев (вертикальная характеристика) установки бокового каротажа задаются согласно основным условиям регулирования, а также зависят от геометрических размеров зонда.

При проведении бокового каротажа КС измеряются так же, как и обычными установками, в ом-метрах и записываются в виде непрерывных диаграмм.

В настоящее время известно несколько разновидностей рассматриваемого метода: трехэлектродный и семиэлектродный БК, дивергентный, дифференциально-дивергентный псевдобоковой каротаж, боковой микрокаротаж. Схемы регистрации КС всех разновидностей бокового каротажа аналогичны, отличается в основном скважинная аппаратура по качеству регистрации вертикальной и горизонтальной характеристик измеряемых величин.

Многоэлектродный зонд бокового каротажа можно представить в виде нескольких более простых зондов со своими источниками питания. При этом мы встречаемся с понятием второй разности потенциалов $\Delta U'$, равной разности двух измеряемых разностей потенциалов (например, на рис. 33, б, где в поле электрода A разность потенциалов $\Delta U^* = \Delta U_1 = U_{M1} - U_N$ и $\Delta U_2 = U_N - U_{M2}$ а вторая разность потенциалов $\Delta U' = \Delta U_1 - \Delta U_2$).

Основным условием регулирования электрического поля в многоэлектродных установках является сохранение определенного соотношения вертикальных и горизонтальных составляющих питающих токов в зоне измерительных электродов путем контролирования значения ΔU . К многоэлектродным зондам с управляемым электрическим полем относятся зонды семиэлектродного бокового, дивергентного и дифференциально-дивергентного каротажа.

Семиэлектродный зонд БК состоит из семи точечных электродов. Фокусирование токовых линий, выходящих из основного токового электрода A_0 , происходит в слое, ограниченном двумя парами измерительных электродов $M_1 N_1$ и $M_2 N_2$, которые соответственно соединены между собой (рис. 33, з). Электроды A_1 и A_2 служат экранными токовыми электродами и имеют ту же полярность, что и A_0 .

Основное условие регулирования в боковом семиэлектродном каротаже заключается в том, что токи через экранные токовые электроды A_1 и A_2 должны

регулироваться так, чтобы постоянно соблюдалось равенство напряжения на контрольных электродах, пропорциональное второй разности потенциалов ΔU от токов электродов A_1 и A_2 , и напряжения малого симметричного градиент-зонда $N_1M_1A_0M_2N_2$ т.е. $\Delta U = \rho_k I_0 / K_0$, где ρ_k , K_0 — соответственно кажущееся удельное сопротивление и коэффициент симметричного градиент-зонда $N_1M_1A_0M_2N_2$; I_0 — ток питания через электрод A_0 .

Поддержание тока I_0 через измерительный электрод A_0 и регистрация разности потенциалов ΔU одного из измерительных электродов (например, M_1) относительно удаленного электрода N обеспечивают возможность определения кажущегося удельного сопротивления ρ_k .

В случае если центральный токовый электрод A_0 исключен и дополнительный источник тока подсоединен с внешней стороны измерительных электродов, то установка семиэлектродного бокового каротажа преобразуется в установку дивергентного (рис. 33, д) и дифференциально-дивергентного каротажа. Основное условие регулирования в установках дивергентного каротажа заключается в том, чтобы вторая разность потенциалов $\Delta U'$ поддерживалась постоянной. В дифференциально-дивергентном каротаже (рис. 33, е) суммарная вторая разность потенциалов $\Delta U'$ от двух групп источников тока противоположной полярности в процессе измерений поддерживается равной нулю, т. е. $\Delta U' = 0$.

В зондах семиэлектродного бокового, дивергентного и дифференциально-дивергентного каротажа электрическое поле регулируется по второй разности потенциалов на измерительных электродах, и это обуславливает тесную взаимосвязь и близость рассмотренных установок. Зонды бокового и дивергентного каротажа при больших значениях отношений удельных сопротивлений пласта и промывочной жидкости ($\rho_p / \rho_c > 1$) дают близкие результаты, однако если эти значения малы, то зонды бокового каротажа более чувствительны к удельному сопротивлению пласта, и в данном случае применять их целесообразнее.

При использовании установок малого размера с регулируемым электрическим полем эффективность измерения повышается. В установке бокового микрокаротажа через центральный токовый электрод A_0 , расположенный на прижимаемом к стенке скважины электродном башмаке, пропускается ток I_0 ; экраным токовым электродом служит корпус установки. Контролирующий электрод M имеет форму окружности или рамки и окружает центральный электрод A_0 (см. рис. 31, в). Во время измерений потенциалы электродов A и M поддерживаются равными. Коэффициент боковой микроустановки определяется в среде с известным удельным сопротивлением (емкость с водой).

Зонды бокового, псевдобокового и бокового микрокаротажа составляют комплекс установок с автоматическим регулированием электрического поля и различной глубиной исследований геологического разреза скважин методом сопротивлений. Зонды различных методов и размеров обычно сравниваются и оцениваются по обеспечиваемому ими радиусу исследований, за который принимают радиус среды, окружающей зонд и оказывающей основное (примерно 80 %) влияние на его показания.

Преимущество фокусированных многоэлектродных зондов по сравнению с трехэлектродными зондами заключается в возможности изменения радиуса исследования первых за счет изменения геометрических размеров зонда. Подбор комплекса боковых семиэлектродных, девятиэлектродных и микрозондов обеспечивает исследование промытой зоны, зоны проникновения и нетронутой части пласта фокусированными методами. В комплексе с зондами бокового каротажа иногда используют индукционный зонд или обычный трехэлектродный градиент-зонд.

VI.Индукционный каротаж

Индукционный каротаж (ИК) — один из наиболее важных методов электрического каротажа. При ИК удельную электрическую проводимость горных пород, пересеченных стволом скважины, изучают с помощью специальной установки — зонда, принимающего сигналы, индуцированные вихревыми токами окружающей среды. Основные преимущества ИК—это относительно большая глубинность исследований при незначительном влиянии вмещающих пород, отсутствие гальванического контакта установки со средой, вследствие чего становится возможным исследование пустых и заполненных непроводящей промывочной жидкостью скважин, измерение КС с большой точностью в породах с малым значением удельных сопротивлений (менее 10 Ом·м).

Индукционный каротаж целесообразно применять в скважинах, заполненных промывочной жидкостью с не очень низким значением удельного сопротивления ($0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м} < \rho_c$) и с ρ_n пластов не более 100 Ом · м. Метод ИК к изменению КС в пластах свыше 100 Ом · м менее чувствителен. Индукционный каротаж в комплексе с другими фокусированными методами с различной глубинностью исследований успешно решает задачи изучения разрезов по методу сопротивлений.

В предыдущих параграфах были рассмотрены методы электрического каротажа, где удельное электрическое сопротивление исследовалось и измерялось посредством регистрации разности потенциалов ΔU между измерительными электродами, находящимися непосредственно в электрическом поле токовых электродов. В индукционном каротаже кажущееся сопротивление горных пород измеряется путем регистрации индуцированной полем вихревых токов ЭДС (ΔU), рождаемых магнитным полем генераторной катушки. Принимается, что вторичное магнитное поле находится в фазе с током в генераторной цепи. Величина ЭДС (ΔU) в измерительной цепи характеризует электропроводность окружающей среды. Установка индукционного каротажа (зонд) в принципе представляет собой две индукционные катушки — генераторную и измерительную, расположенные по оси скважины на некотором расстоянии l друг от друга (рис. 33, ж). Величина l называется длиной зонда. Точка О по середине длины зонда служит точкой записи, и измеренная величина относится по глубине к этой точке. В практике индукционного каротажа для увеличения глубины исследования и уменьшения влияния вмещающих пластов, т. е. улучшения вертикальной и горизонтальной характеристик и снижения помех, в аппа-

ратуре ИК применяют многокатушечные установки — четырех-, пяти-, шестикатушечные зонды и более. Наиболее перспективная модификация ИК — это высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), зондовое устройство которого состоит из пяти трехэлементных геометрически подобных зондов. Каждый зонд выполнен из одной генераторной и двух измерительных катушек, которые размещены снизу вверх. Процесс зондирования осуществляется измерением с помощью пяти зондов различной длины, каждый из которых работает поочередно. Время работы одного канала (зонда) 20 мс с интервалом между каналами 100 мс. Это позволяет проводить исследования одновременно с пятью зондами различного радиуса измерения в процессе движения прибора по стволу скважины со скоростью до 2000 м/ч.

Аппаратура и методика индукционного каротажа выбирается в зависимости от скважинных и геолого-технических условий. На рис. 34 показан пример диаграмм электрического каротажа, с обычными фокусированными зондами (КС, ПС, БК, МБК, Б КЗ, ВИКИЗ).

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о напряженности и потенциале электрического поля.
2. Что определяют по наблюдаемой разности потенциалов между точками электрического поля в горной породе?
3. Расскажите об устройстве и основных характеристиках зондов электрического каротажа.
4. Какова физическая основа метода электрического каротажа?
5. Перечислите факторы, определяющие удельное сопротивление горных пород.
6. Расскажите о связи электрического удельного сопротивления с характером горных пород.
7. Расскажите о пористости коллектора и ее связи с электрическим сопротивлением.
8. Расскажите о процессах возникновения ПС.
9. Расскажите о связи аномалий ПС с глинистостью и принципе выделения коллекторов по диаграммам КС и ПС.
10. Расскажите, как определяется цена первой метки и длина зонда.
11. Расскажите о микрозондах.
12. Расскажите о боковом каротажном зондировании.
13. В чем преимущество фокусированных методов электрического каротажа?
14. Расскажите о сущности бокового каротажа.
15. Какие вы знаете модификации бокового каротажа?
16. Расскажите о сущности индукционного каротажа.
17. Перечислите преимущества и недостатки индукционного каротажа.
18. Сформулируйте задачи нефтепромысловой геологии, решаемые методами электрического каротажа.

Электрический каротаж (практика 2-4 часов)

Определение удельного электрического сопротивления пластов, литологическое расчленение разреза, определение пс, выделение коллекторов по данным каротажа самопроизвольной поляризации (ПС) и бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК)

Цель работы: приобретение навыков по интерпретации диаграмм стандартного электрического каротажа (ПС), бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК).

Задание. Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы стандартного каротажа, ПС, ИК и бокового каротажного зондирования (БКЗ) по одной скважине. По диаграммам необходимо 14 выделить пласты-коллекторы, снять отсчеты по БКЗ, ИК и определить пс.

Краткие теоретические основы метода потенциалов самопроизвольной поляризации бокового каротажного зондирования.

Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС или СП). В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы). Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал-зондом, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-геофизических условий района.

Операция совместной регистрации таких кривых получила название – стандартный электрический каротаж. Разность потенциалов ПС измеряется в милливольт-тах (мВ). Обычно применяются масштабы 5, 10 и 12.5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС, и в зависимости от детальности регистрации равен 1:500; 1:200 и в редком случае 1:50.

Определение относительной амплитуды ПС (апс)

Определение относительной амплитуды ПС проводится следующим способом: в изучаемом разрезе выделяется мощный однородный водоносный пласт с минимальной глинистостью и максимальным значением ПС.

Максимальная амплитуда ПС в изучаемом пласте определяется по формуле:

$$E_{\text{пс}}^{\text{макс}} = E_{\text{опор}} + 3 (H_{\text{пл}} + H_{\text{опор}}) / 100$$

где: $H_{\text{пл}}$ - глубина изучаемого пласта;

$H_{\text{опор}}$ - глубина опорного пласта;

$E_{\text{опор}}$ - значение ПС в опорном пласте.

Величина относительной амплитуды ПС определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{пс}} = \frac{U_{\text{пс}}}{E_{\text{пс}}^{\text{макс}}}$$

где: - $U_{\text{пс}}$ - наблюдаемая ПС.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Важной задачей электрического каротажа в нефтяных и газовых скважинах является определение удельного электрического сопротивления пластов ($\rho_{\text{п}}$) по кажущемуся удельному сопротивлению ($\rho_{\text{к}}$). Сопротивление $\rho_{\text{п}}$ является вели-

чиной для определения коэффициента нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств пластов.

Определить $\rho_{\text{п}}$ по кривым КС стандартного каротажа возможно в отдельных случаях: пласт имеет большую мощность (более 4 м) проникновение фильтра промывочной жидкости отсутствует, и скважина заполнена промывочной жидкостью с известным удельным сопротивлением $\rho_{\text{с}}$. Наиболее точно $\rho_{\text{п}}$ может быть определено с помощью БКЗ, которое заключается в проведении измерений несколькими градиент-зондами разной длины.

Применение зондов различной длины позволяет исключить влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, изучить характер изменения сопротивления от стенок скважины в глубь пласта, определить глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и найти истинное сопротивление пласта. Одновременно с БКЗ определяют диаметр скважины и удельное сопротивление бурового раствора. Принципиальная возможность определения $\rho_{\text{зп}}$ и $\rho_{\text{п}}$ по данным измерений зондами разной длины основана на том, что они имеют разный радиус исследования. Показания малого зонда определяются удельным сопротивлением ближайшего к нему участка среды, т.е. скважиной и примыкающей к ней частью пласта. На $\rho_{\text{к}}$, замеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удаленных от зонда участков среды и практически на них не влияют диаметр скважины, $\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{зп}}$.

Размер зондов изменяется от 1 - 2 до 20 - 30 размеров диаметра скважины. Для исследования нефтяных и газовых скважин используют следующие подошвенные градиент-зонды:

- 1) А0,4М0,1N; 2) А1,0М0,1N; 3) А2,0М0,5N; 4) А4,0М0,5N; 5) А8,0М1,0N; дополнительным зондом в этом комплекте является кровельный градиент-зонд М0,5N4А, служащий для уточнения отбивки пласта.

Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать $d_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{с}}$ в пределах исследуемого интервала. Поэтому совместно с БКЗ проводят измерение этих величин в скважине – кавернометрию и резистивиметрию.

Порядок выполнения работы.

Первая часть задания. По методу ПС в интервале изучаемого разреза провести линию «глин» и «песков», найти максимальную амплитуду ПС ($E_{\text{пс}}^{\text{max}}$), снять $E_{\text{пс}}$ пл и определить относительную амплитуду ПС ($\alpha_{\text{пс}}$). Выделить

кровлю-подошву каждого пропластка.

Вторая часть задания. В выделенных границах каждого пропластка снять отсчеты по БКЗ.

Третья часть задания. Выделить только коллектора с учетом $\alpha_{\text{пс}}$ ($\alpha_{\text{пс}} > 0.4$).

Индукционный каротаж (ИК)

Индукционный каротаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. Индукционный каротаж отличается от каротажа обычными зондами и бокового тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящий ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом. Принципиальная схема индукционного метода включает в себя скважинный снаряд и регистрирующий прибор. Скважинный снаряд-зонд состоит из двух катушек, обладающих большой индуктивностью, высокочастотного генератора и усилителя. Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависит от характера токовых линий, образующихся вокруг оси скважины. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, пересекая границ пластов различного сопротивления. Характерными значениями кривой индукционного каротажа, записанной против пласта конечной мощности, являются показания против середины пласта. Влияние скважины на показания ИК в общем случае зависит от d_c , ρ_c и отношениям ρ_p/ρ_c . В случае высокоминерализованной ПЖ ($\rho_c < 1 \text{ Ом}$) и достаточно высокого удельного сопротивление пород ($\rho_p/\rho_c > 20$) влияние скважины становится заметным и учитывается при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток. Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость σ_k , аналогично кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k . Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс – проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 Ом.

Влияние зоны проникновения на результаты индукционного каротажа невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная уже с проникновения промывочной жидкости на глубину, превышающую три диаметра скважины ($D > 3d_c$). С увеличением отношения ($\rho_p/\rho_{зп}$) зависимость от понижающего проникновения увеличивается. Влияние скважины и зоны проникновения увеличивается во всех случаях с повышением сопротивления пород, слагающих разрез. Это обусловлено характером распределения линий тока при индукционном каротаже.

Надежность определения ρ_p зависит от комплекса зондов и мощности пластов. Для контроля определения удельного сопротивления пластов толщиной более 5 метров проводится по палеткам, которые «защиты» в программные продукты по интерпретации ГИС. В большинстве случаев (в пропластках ограниченной мощности) определение ρ_p осуществляется по индукционному каротажу. Результаты определения ρ_p по ИК контролируется по данным БКЗ в опорных пластах. К факторам, затрудняющим определение ρ_p относятся: влияние вмещающих пород с резко различными удельными сопротивления-

ми, наличие плотных и глинистых прослоев в коллекторах, переслаивание глинистых, плотных и проницаемых прослоев. Глубины зон проникновения

Интервал пласта		индекс	толщина	$\alpha_{\text{пл}}$	Ик, Омм	БКЗ			
						A0,4M0,1N	A1,0M0,1N	A2,0M0,5N; 4	A4,0M0,5N
Кровля	Подошва								
2512	2514,8	Ю1-1	2,8	1	8,5	25	20	15	7,8

(D/d) для разведочных скважин составляют: 4-8 диаметров скважины, для эксплуатационных: 4-6.

Порядок выполнения работы.

Четвертая часть задания. По методу ИК в интервале изучаемого разреза снять отсчеты в интервалах выделенного пропластка.

Пятая часть задания. Полученные данные занести в таблицу.

Пример

Занятие 6 (4 часа)

Тема 1.6 Радиоактивный каротаж.

План:

- I. Естественная радиоактивность.*
- II. Источники радиоактивных излучений*
- III. Гамма – каротаж*
- IV. Нейтронный гамма каротаж*
- V. Нейтрон – нейтронный гамма каротаж*
- VI. Гамма –гамма каротаж*

I. Естественная радиоактивность.

В природе наряду с устойчивыми элементами существуют радиоактивные элементы, ядра которых самопроизвольно распадаются, образуя при этом новые элементы. Распад этих элементов сопровождается радиоактивными излучениями α - (альфа), β - (бета), γ - (гамма) лучей: α - лучи представляют собой поток положительно заряженных частиц - ядер атомов гелия ${}^2\text{He}^4$; β - лучи - это поток положительно или отрицательно заряженных частиц - позитронов или электронов; γ - лучи являются электромагнитным излучением и обладают такой же природой, как свет или рентгеновские лучи, с тем лишь отличием, что рассматриваемые частицы имеют гораздо большую энергию и меньшую длину волны.

Возникший в результате распада новый элемент характеризуется новыми физико-химическими свойствами по сравнению с родоначальным элементом.

Новый элемент может оказаться также неустойчивым, и распад ядра будет продолжаться до образования устойчивого элемента. Например, ядро атома полония с массой $A = 210$ и номером $Z = 84$, испуская α -частицу, превращается в изотоп свинца с $A = 206$ и $Z = 82$. Эту реакцию можно записать в следующем виде: ${}_{84}\text{Po}^{210} \rightarrow {}_{82}\text{Pb}^{206} + {}_2\text{He}^4$.

Радиоактивные элементы образуют три больших радиоактивных ряда: урана U, тория Th и актиния Ac, при распаде которых каждый последующий изотоп возникает из предыдущего. Во всех трех рядах конечным устойчивым элементом являются различные изотопы свинца.

Распад радиоактивного вещества происходит по закону

$$N = N_0 e^{-0.693t/T_{1/2}}$$

где N_0 - число радиоактивных ядер в начальный момент; N - число радиоактивных ядер в момент времени t ; e — основание натурального логарифма; $T_{1/2}$ - период полураспада радиоактивного вещества - время, в течение которого в среднем распадается половина всех его атомов.

Все вещества в природе, в том числе и горные породы, содержат некоторое количество радиоактивных элементов. Хотя концентрация этих элементов в горных породах чрезвычайно мала, использование чувствительной измерительной техники позволяет разделять их по степени содержания радиоактивных элементов.

II. Источники радиоактивных излучений

При проведении радиоактивного каротажа измеряют интенсивность естественного (гамма-каротаж ГК), вторичного (нейтронный гамма-каротаж НГК) или рассеянного (гамма-гамма-каротаж ГГК) γ -излучения, плотность потоков тепловых и надтепловых нейтронов (нейтрон-нейтронный каротаж соответственно тепловых и надтепловых нейтронов ННКт и ННКн). Вторичные излучения обычно вызываются путем облучения пород быстрыми нейтронами (НТК, ННК), или u -квантами (ГГК).

Источником нейтронов обычно служит смесь порошка радиоактивного вещества (соли радия, плутония или полония), излучающая α -частицы, с порошком бериллия, помещенные в металлическую ампулу. Образующиеся α -частицы ${}_2\text{He}^4$, действуя на ядро бериллия ${}_4\text{Be}^9$, превращают его в ядро углерода ${}_6\text{C}^{12}$. Реакцию превращений в полниев-бериллиевом источнике можно записать следующим образом: ${}_{84}\text{Po}^{210} \rightarrow {}_{82}\text{Pb}^{206} + {}_2\text{He}^4$; ${}_4\text{Be}^9 + {}_2\text{He}^4 \rightarrow {}_6\text{C}^{12} + {}_0n^1 + \gamma$.

Кроме ампульных источников нейтронов, широкое распространение получили скважинные импульсные генераторы нейтронов. В этом случае для получения ${}_0n^1$ обычно используется ядерная реакция, протекающая в тритиево-мишени, бомбардируемой ускоренными в ионной трубке ядрами дейтерия: ${}_1\text{D}^2 + {}_1\text{T}^3 \rightarrow {}_0n^1 + {}_2\text{He}^4$.

Энергия генерируемых нейтронов достигает 14 МэВ, средняя интенсивность - до 10^9 нейтронов в 1 длительность импульса нейтронов 50 - 100 мкс при частоте 40 Гц.

III. Гамма-каротаж

При гамма-каротаже измеряется естественное γ -излучение горных пород, пройденных скважиной, и регистрируется кривая его изменения. Возникающие в породах в результате распада радиоактивных элементов γ -лучи имеют энергию 1,5 МэВ и обладают большой проникающей способностью; они проходят слой породы, промывочной жидкости, стенки скважинного прибора и достигают регистрирующего детектора.

Поглощающая способность среды по отношению к γ -квантам зависит от толщины и плотности вещества и характеризуется толщиной слоя половинного ослабления интенсивности излучения (табл. 2).

Интенсивность γ - излучения в практике при радиоактивном каротаже измеряется скважинными приборами, в которых в качестве индикаторов установлены разрядные или сцинтилляционные счетчики γ -квантов.

Разрядный счетчик представляет баллон с газом 1, в центре которого протянута металлическая изолированная проволока 4 (рис. 36,а). Боковая поверхность баллона 2 (металл) служит отрицательным электродом (катод). К центральной нити подводится высокое напряжение источника 3. Проходящий через счетчик γ -квант выбивает из катода электрон, который под действием электрического поля устремляется к центральной нити, сталкиваясь по пути с атомами газа и выбивая из них вторичные электроны. В результате этого процесса к нити приходит лавина электронов и в цепи счетчика появляется импульс тока. При этом на нагрузочном сопротивлении R часть напряжения падает и в счетчике восстанавливается первоначальное положение.

Работа сцинтилляционного счетчика (рис. 36,- б) основана на фотоэлектрическом эффекте, т. е. процессе поглощения γ -кванта атомом вещества, при котором вся энергия кванта передается одному из электронов, вырываемому из электронной оболочки атома. Выбитый электрон обладает большой энергией и образует в прозрачном кристалле 1 световую вспышку, которая, проходя катод 2, диноды 3 и анод 4 фотоэлектронного умножителя, преобразуется в импульсы электрического тока. Импульсы в скважинном приборе усиливаются и подаются на поверхность, где и регистрируются в виде кривой, характеризующей интенсивность - γ -излучения пластов горных пород вдоль ствола скважины. Такую кривую называют диаграммой гамма- каротажа.

Радиоактивные элементы вначале находились в первичных изверженных породах. Разрушение первичных пород, перенос их частиц и осадконакопление обусловили наличие радиоактивных элементов в комплексе осадочных толщ. В результате разного состава и физико-химических условий образования осадков различные осадочные образования имеют неодинаковую радиоактивность.

В нефтегазоносных районах на диаграммах ГК глины и глинистые породы обычно отмечаются максимумами, песчаники, известняки, доломиты и

гидрохимические осадки - минимумами. Интенсивность радиоактивных излучений пород зависит также от радиоактивности насыщающих вод. Диаграммы ГК используются, как правило, для расчленения геологического разреза скважин и оценки глинистости коллекторов.

По энергетическим спектрам естественного γ -излучения можно определять в составе пород наличие тех или иных элементов либо их относительное содержание по стволу скважины. Этот метод называется гамма-спектрометрией. В настоящее время гамма-спектрометрия не находит еще широкого применения, однако возможности ее достаточно велики

IV. Нейтронный гамма-каротаж

Метод нейтронного гамма-каротажа (НГК) основан на измерении интенсивности вторичного γ -излучения, возникающего в результате взаимодействия нейтронов, генерируемых их источником, с ядрами атомов элементов среды, окружающий скважинный прибор.

В скважинном приборе НГК, кроме индикатора γ -излучений, в нижней части корпуса находится источник нейтронов. Между индикаторами и нейтронным источником устанавливается экран, защищающий индикатор от прямого γ -излучения источника. Расстояние от источника до индикатора называют длиной зонда L . Установки ГК и НГК показаны на рис. 37.

На измеряемую интенсивность при НГК накладывается естественная γ -активность окружающей среды, значение которой учитывают путем сопоставления кривых ГК и НГК во время интерпретации. Мощность нейтронного источника и длина зонда подбираются такими, чтобы значения НГК были намного выше естественной γ -активности.

Взаимодействие нейтронов с ядрами элементов проявляется в виде процессов упругого и неупругого рассеяний и захвата нейтронов ядрами элементов окружающей среды. Нейтроны в момент вылета из источника имеют большую энергию (3,2-14 МэВ) и скорость порядка 10^9 см/с. Такие нейтроны называются быстрыми. В результате столкновений с ядрами элементов и, в первую очередь водорода, энергия и скорость нейтронов снижаются до значений 0,025 эВ, вследствие чего они переходят в область медленных нейтронов. Последние быстро захватываются ядрами элементов окружающей среды. Средняя длина пути медленных нейтронов называется длиной диффузии (табл. 3). Поглощение медленных нейтронов сопровождается излучением одного или нескольких γ -квантов, интенсивность которых и регистрируется при нейтронном гамма-каротаже.

Интенсивность вторичного γ -излучения при нейтронном гамма-каротаже зависит от длины зонда и нейтронных параметров среды. Для оценки интенсивности вторичного γ -излучения пользуются понятиями зона излучения и зона регистрации.

Зоной излучения называется окружающее источник нейтронов пространство, в котором замедление, захват тепловых нейтронов и размер самой зо-

ны зависят от водородосодержания среды. В однородных плотных породах зона излучения представляет собой шар с радиусом 50-60 см. В насыщенных жидкостью рыхлых песках последний уменьшается до 25-35 см.

Пространство, расположенное вокруг индикатора, из которого поступает 90 % регистрируемого γ - излучения, называют зоной регистрации. Ее размеры зависят от плотности среды. В однородной среде эта зона имеет форму шара с индикатором в центре; со средним, радиусом для воды 60-70 см, для плотных осадочных пород 20-30 см.

Вторичное u -излучение при НГК измеряется на расстоянии более 35 см от нейтронного источника, и поэтому водородсодержащие породы отмечаются минимумами. Это легко объясняется тем, что в водородсодержащей среде нейтроны замедляются и захватываются вблизи нейтронного источника, и при замере вызванной u -активности ближе чем на расстоянии 35 см можно получить максимумы интенсивности против водородсодержащих пород. Для получения сопоставимых результатов НГК в пределах нефтеносной области применяют стандартный зонд, которым расчленяется наиболее четко разрез продуктивной толщи. Практически во всех нефтеносных районах страны используют стандартный зонд НГК длиной 60 см. На рис. 38 показана общая зависимость показаний НГК от пористости (по водородосодержанию).

Кривые вторичного u - излучения используют для решения различных задач нефтепромысловой геологии: расчленения геологического разреза по литологии, определения пористости по водородосодержанию, водонефтяного контакта по хлоросодержанию, отбивки уровня жидкости, обнаружения зон разгазирования в стволе скважины и т. д.

V. Нейтрон - нейтронный каротаж

Кроме вторичного γ - излучения, при облучении горных пород нейтронами регистрируют еще и плотность потока замедленных нейтронов. Метод, основанный на изучении этой плотности, называется нейтрон - нейтронным каротажем (ННК). При этом схема измерений сохраняется. Отличие заключается в том, что в скважинном приборе применяются индикаторы, регистрирующие не u -кванты, а тепловые или надтепловые нейтроны.

Нейтрон-нейтронный каротаж проводят в двух модификациях: по надтепловым (ННКн) и тепловым (ННКт) нейтронам, которые отличаются только индикаторами регистрируемого излучения. Показания при нейтронном каротаже, как и при нейтронном гамма-каротаже, в основном определяются водородосодержанием горных пород. При большой длине зонда показания тем выше, чем ниже водородосодержание окружающей скважинный прибор среды.

Нейтрон - нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам имеет то преимущество перед другими нейтронными методами, что на его показания незначительно влияет литологический состав породы, и поэтому можно более точно определить пористость (водородосодержание) породы. Показания ННК соответствуют логарифму пористости, к особенно хорошие результаты получаются для неглинистых пород при значениях $K_{II} = 3 \div 15\%$. На плотности тепловых

нейтронов сильно сказываются поглощающие свойства горных пород, и поэтому каротаж по тепловым нейтронам имеет практическое значение для определения водонефтяного контакта по хлору. Для установления водонефтяных, газожидкостных контактов ННК проводится иногда двумя или несколькими зондами разной длины. Эталонирование аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа осуществляется по нескольким точкам с известным значением пористости в каждом из них.

Измеряемые параметры ННК, полученные с использованием ампульных нейтронных источников, несмотря на наличие различных модификаций аппаратуры, получаются чрезвычайно сложными из-за одновременного воздействия замедляющих, диффузионных и поглощающих свойств горных пород и условий измерений на регистрируемые кривые ННК (рис. 39).

Наиболее интересным по своим возможностям является исследование скважин нейтронными методами с применением импульсного генератора нейтронов (ИННК). Существенное преимущество этого метода заключается в принципиальной возможности определения по результатам измерений в скважинах одного из главных нейтронных параметров горных пород — времени жизни тепловых нейтронов t . Исследования величины x создает благоприятные предпосылки для оценки нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств горных пород в определенных геологических и скважинных условиях. В настоящее время импульсные методы применяются в различных модификациях (ИННК, ИНГК).

Новой областью применения импульсного генератора нейтронов является метод так называемого кислородного каротажа. Сущность метода заключается в исследовании спектра γ -излучения, возникающего в результате активации ядер кислорода быстрыми нейтронами. В этом случае появляется возможность отличить пресную воду от нефти в пластовых условиях. Большой интерес для нефтепромысловой геологии представляют также исследования на углерод и алюминий с применением импульсных генераторов нейтронов.

VI. Гамма-гамма-каротаж

При гамма – гамма - каротаже (ГГК) измеряют интенсивность рассеянных γ -квантов, генерируемых в окружающую среду источником γ -излучения.

Установка гамма – гамма - каротажа представляет собой индикатор γ -лучей, находящихся на некотором расстоянии от источника γ -излучения. Между индикатором и источником помещается экран-фильтр, защищающий индикатор от прямого γ -облучения. Расстояние между источником и индикатором, так же как и при нейтронных методах, называют длиной зонда. В зависимости от решаемой задачи применяют соответствующие модификации аппаратуры. Некоторые приборы центрируются или прижимаются к стенке скважины. Наиболее перспективными являются двухзондовые приборы с коллимацией пучка γ -квантов. В качестве источника γ -излучений при ГГК обычно используют радиоактивный изотоп кобальта $^{60}_{27}\text{Co}$ и цезия $^{134}_{55}\text{Cs}$.

Ослабление энергии γ -квантов на интервале источник – среда - индикатор вызвано тремя основными процессами взаимодействия γ -квантов с атомами

элементов, составляющих горные породы: комптоновского рассеяния, образования пар и фотоэлектрического эффекта. Эффект Комптона заключается во взаимодействии γ - кванта с электроном, при котором часть энергии кванта передается последнему. Многократное комптоновское рассеяние приводит к последовательному снижению энергии γ - кванта. Вероятность рассеяния пропорциональна числу электронов в объеме породы (атомному номеру элемента Z или сумме составляющих элементов породы). При фотоэлектрическом эффекте происходит поглощение γ -кванта атомом элемента. При этом вся энергия γ -кванта передается одному из электронов, вырываемому из электронной оболочки атома. В горной породе процесс данного типа поглощена пропорционален атомному номеру в шестой степени (Z^6).

Образование пар наблюдается в результате взаимодействия с ядром γ - кванта, при этом последний превращается в пару электрон-позитрон. Образовавшийся позитрон через короткий промежуток времени соединяется со свободным электроном, в результате чего испускается два γ - кванта с энергией 0,51 МэВ, которые, в свою очередь, подвергаются комптоновскому рассеянию или фотоэлектрическому поглощению. Образование пар пропорционально квадрату атомного номера (Z^2) элементов, составляющих окружающую среду.

Гамма-кванты, вышедшие из источника, рассеиваются в породе в результате перечисленных выше процессов, часть из них достигает индикатора и отмечается им. Интенсивность рассеянного (регистрируемого) γ - излучения характеризуется объемной плотностью среды.

В первом приближении горные породы можно считать упругими телами. Рассмотрим процессы, связанные с распространением упругих колебаний в горных породах (рис. 40). Если к цилиндрическому образцу горной породы длиной l и диаметром d приложить силу F , то его относительное удлинение $\Delta l/l$ будет пропорционально приложенному напряжению $P=F/S$, где $S=\pi d^2/4$ (поперечное сечение образца) и обратно пропорционально модулю удлинения E (модуль Юнга), т. е. $\Delta l/l = F/ES$

Коэффициент поперечного сжатия α (коэффициент Пуассона) характеризуется отношением $\Delta d/d = \alpha \Delta l/l$. Кроме того, упругая среда характеризуется еще и плотностью σ . Скорость распространения упругой продольной волны зависит от упругих свойств среды (E , σ) и от ее плотности ρ :

$$v_p = \sqrt{E(1-\sigma)/\rho(1+2\sigma)},$$

a скорость распространения поперечной упругой волны

$$v_s = \sqrt{1/2\sigma(1+\sigma)}$$

Акустическая жесткость среды характеризуется произведением ее плотности на скорость распространения продольных упругих волн (σv_p). Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их литологического состава, пористости, влажности, глубины залегания (горного давления), возраста горных пород; (степени их уплотнения, разрушения), степени цементации, разности пластового и горного давлений, жидкости, насыщающей поровое пространство. Увеличение влажности рыхлых пород, повышает, а плотных пород снижает скорость распространения упругих волн. Изменение пористости от 3 до

30% может вызывать изменение скорости распространения упругих волн до 60%.

Наглядное представление о распространении упругой волны в твердом и упругом материалах можно получить из следующего опыта (рис. 41) с длинным резиновым шнуром У, растянутым и закрепленным по концам 2. Если ударить по шнуру и заставить этим растянуться и прогнуться участок шнура в месте удара, то смещение крайних точек этого участка передается соседним точкам и местная упругая деформация участка, а также картина успокоения (волновая картина) будут передаваться по шнуру в виде упругой волны. Захваченный волной участок шнура, состоящий из многих точек, изогнется в виде профиля волны в один и тот же момент времени, и прикрепленное перо 3 к точке шнура оставит на равномерно движущейся бумаге 4 след 5, повторяющий профиль волны, распространяющийся по шнуру. В данном случае частицы шнура смещались перпендикулярно к направлению распространения волны, т. е. распространялась поперечная упругая волна. Наглядным примером распространения продольной волны может служить сгущение витков спиральной пружины, бегущее вдоль нее после толчка в продольном направлении одного из концов пружину, при неподвижном креплении другого конца.

В сложной упругой среде, какой является любая горная порода, частицы породы, соприкасающиеся между собой после смещения кратковременным импульсом, довольно быстро возвращаются к первоначальному положению. Примерное движение частицы упругой среды при прохождении упругих звуковых колебаний изображено на рис. 42. По вертикальной оси отложено мгновенное смещение частицы в направлении распространения волны А, а по горизонтальной оси время t. Частица в процессе колебания переходит первоначальное положение. Поскольку ее движение похоже на синусоиду, то можно ввести понятие видимого периода Т и видимой первой (головной) амплитуды А. Расстояние между частицами породы, начало смещений которых различаются на видимый период колебания, называется в и д и м о й д л и н о й в о л н ы $\lambda = 2\pi v / \omega = v / f$, где f—частота колебаний; ω — угловая скорость; v — скорость распространения упругих колебаний.

Скорость, с которой перемещается в пространстве заданная фаза волны, называется ф а з о в о й с к о р о с т ь ю $v_{\phi} = \omega / k = \lambda f = \lambda / T$ где $k = 2\pi / \lambda$ — волновое число, характеризующее движение упругих волн в пространстве, Т — период колебаний волны. Волны, возникающие в реальных средах, разделяются по ряду признаков: траектории движения частиц в волне, взаимодействию волны со средой, показателю расхождения энергии волны по фронту ее распространения.

В качестве излучателей, создающих акустическое поле, используются магнитострикционные или пьезоэлектрические элементы. Они обладают прямым и обратным пьезоэлектрическими эффектами и могут быть использованы как в качестве излучателей, так и в качестве приемников упругих колебаний (рис.43).

Величина смещения частиц за фронтом упругой волны изменяется в широких пределах в зависимости от интенсивности источника упругих волн, расстояния до приемника и физико-механических свойств пород. Максимальные смещения могут изменяться от десятков до сотых долей микрона. В технике для характеристики максимальных A_{\max} и минимальных A_{\min} амплитуд акустических сигналов используют величину D , называемую динамическим диапазоном сигналов, выражаемую в децибеллах (дБ), т. е. $D = 20 \lg(A_{\max}/A_{\min})$. Так, если A_{\max} в 1000 раз превышает A_{\min} то $D = 20 \lg 1000 = 60$ дБ.

Технические средства изучения акустического поля должны обладать высокой чувствительностью, широким динамическим диапазоном и надежной помехоустойчивостью.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о физической основе методов радиоактивного каротажа ГК, ГГК, НГК, ННК.
2. Чем обусловлена естественная радиоактивность горных пород?
3. Что собой представляют α -, β -, γ -лучи?
4. Что называют искусственной радиоактивностью?
5. Какие радиоактивные изотопы используются в нефтепромысловой геофизике?
6. Какие источники нейтронов вы знаете?
7. Какие источники γ -излучения применяют при геофизических работах?
8. В чем заключается процесс взаимодействия быстрых нейтронов с ядрами химических элементов среды?
9. Чем объясняется выделение водород – и хлорсодержащих пород на диаграммах НГК?
10. Чем объясняется связь кривой ГК с глинистостью?
11. Чем объясняется связь кривой НГК с пористостью?
12. Какая длина стандартного зонда НГК?
13. Каким образом измеряется интенсивность потока нейтронов и γ -излучения?
14. На чем основано выделение нефтеносности, водоносных, и газоносных пластов нейтронными методами?
15. В чем состоят преимущества и недостатки импульсных нейтронных методов?
16. Чем обусловлена связь интенсивности ГГК с плотностью горных пород?
17. Как оценивается пористость горных пород нейтронными методами?
18. Какие основные задачи нефтепромысловой геологии решают методы радиоактивного каротажа?

Радиоактивный каротаж (практика 2-4 часов)

Цель работы. Приобретение навыков в обработке диаграмм радиоактивного каротажа РК (на примере гамма-каротажа (ГК)).

Задание. Определить коэффициент глинистости.

Краткие теоретические основы гамма-метода.

Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную роль играют уран (^{238}U , ^{235}U), торий (^{232}Th) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия (^{40}K). Среди осадочных пород макси-

мальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная радиоактивность может быть связана с присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозных пород, фосфатов и некоторых других пород. Радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями (ФЭУ). Скважинным радиометром измеряется скорость счета, т.е. количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором за определенный интервал времени. Переход от скорости счета в имп/мин к естественной радиоактивности, которая в СИ должна измеряться в А/кг (на практике обычно используют мкР/ч), осуществляется по результатам эталонировки радиометра с использованием эталонных источников гамма-излучения. Результаты измерения естественной радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

Краткое описание работы и порядок ее выполнения.

Для выполнения задания каждому студенту необходимо скопировать диаграмму ГК в заданном интервале разреза.

Первая часть задания. Рассчитать двойной разностный параметр по ГК по формуле: $\Delta\gamma_j = (\gamma_{j_{пл}} - \gamma_{j_{мин}}) / (\gamma_{j_{макс}} - \gamma_{j_{мин}})$,

где $\gamma_{j_{пл}}$ – показания гамма-метода против исследуемого пласта;

$\gamma_{j_{макс}}$, $\gamma_{j_{мин}}$ – соответственно минимальное и максимальное показания диаграмм по разрезу.

Вторая часть задания. Определить коэффициент объемной глинистости по двойному разностному параметру ($\Delta\gamma_j$) по обобщенной зависимости В.В. Ларионова.

$$K_{гл} = 1.055 - \sqrt{1,14 - 1,111 * \Delta i \varphi}$$

Третья часть задания. Обработка и интерпретация данных ГК. Обработка начинается с выделения пластов, отбивки их границ и определения мощности пластов, данные занести в таблицу (см. выше)

Тема 1.7 Акустический каротаж.

План:

I. Акустический каротаж

II. Акустические основы методов акустического каротажа

III. Физические основы методов акустического каротажа

II. Физические основы методов акустического каротажа

Горные породы по своему литологическому составу и петро- физическим свойствам весьма разнообразны (табл. 4). Осадочные породы характеризуются неоднородностью, слоистостью, и упругие свойства их изменяются в широком диапазоне. Скорости распространения упругих волн в горных породах, как было сказано выше, в основном определяются тремя факторами— плотностью, модулем Юнга и коэффициентом Пуассона. Плотность горных пород изменяется в пределах 1,5—3,1 г/см³, коэффициент Пуассона —0,2—0,35 и реже до 0,5 в пластичных влажных породах, модуль Юнга колеблется в широком диапазоне в зависимости от плотности. Механизм распространения упругих колебаний в насыщенных пористых средах в общем случае, как было сказано выше, определяется многими факторами. Кинематические и динамические параметры зависят от упругих и коллекторских свойств, акустической жесткости скелета пород, насыщающих их флюидов и частоты упругих колебаний в среде.

В случае расположения в стволе скважины точечного источника и на некотором расстоянии от него приемника упругих колебаний скорость распространения акустических волн имеет следующую зависимость:

$$v_p = K_n v_{ж} + (1 - K_n) v_{ск}$$

Выражая коэффициент пористости через интервальное время Δt (рис. 44) между элементами зонда акустического каротажа, получим

$$K_n = (\Delta t_{п} - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}),$$

где $\Delta t_{п}, \Delta t_{ж}, \Delta t_{ск}$ — интервальные времена пробега продольной упругой волны в породе, жидкости, и скелете; $v_p, v_{ж}$ и $v_{ск}$ — скорости распространения продольной упругой волны в породе, насыщающей ее жидкости и скелете матрицы.

Кроме исследования коллекторских свойств, акустический каротаж позволяет получить сведения об упруго-механических свойствах горных пород (пластов), пересеченных скважиной. Наличие ствола скважины в теле горных пород обуславливает перераспределение напряжений, испытываемых породой под действием горного давления, особенно на стенках и в ближней зоне ствола скважины. Горные породы на глубине находятся под воздействием всестороннего давления. Под действием сил гравитации породы уплотняются в вертикальном направлении с глубиной, испытывая полное горное давление p_r вышележащих пород, что вызывает возникновение бокового давления p_b , которое меньше вертикального;

$$p_b = K_b p_r = K_b \sigma H / 10$$

где K_b — коэффициент бокового распора, H — глубина скважины, σ — объемная средняя плотность вышележащих горных пород.

Коэффициент бокового распора K_b и коэффициент Пуассона связаны между собой: $K_b = \sigma / [\sigma(1 - \sigma)]$, а коэффициент Пуассона σ устанавливается из соотношений скоростей продольных v_p и поперечных v_s упругих волн или интервальных времен Δt_p и Δt_s

$$\sigma = 0,5 (v_p/v_s)^2 - [1/(v_p/v_s)^2] - 1 = 0,5(\Delta t_s/\Delta t_p)^2 - [1/(\Delta t_s/\Delta t_p)^2] - 1$$

Коэффициент бокового распора зависит в основном от структурно-механических свойств горных пород, особенностей их залегания, а также сил, действующих в массиве, и колеблется в пределах 0,25—0,35; в высокопластичных породах его значение может достигать единицы.

Сведения об упруго-механических свойствах горных пород необходимы при планировании технологии бурения горных пород, определении режима испытания пластов трубными испытателями, а также для принятия мер по сохранению ствола скважины, исключающих раскрытие имеющихся и образование новых трещин (гидроразрыв) в процессе бурения, обрушение пород со стенок скважины, вытекание пластичных глин и другие осложнения, сопутствующие бурению.

Интервальное время при нормальных пластовых условиях для чистых плотных глин, которые часто являются крышкой нефтяных и газовых залежей, зависит главным образом от глубины залегания пласта и характеризует его поровое давление. Аномальное увеличение или уменьшение (отклонение от нормального градиента давления с глубиной) дифференциального давления ослабляет или повышает упругость между зернами, в связи с чем изменяется установленная для глин величина интервального времени распространения упругих колебаний. На этой основе ведется прогнозирование зов с аномально-высокими или аномально-низкими пластовыми давлениями в процессе бурения. Для решения этой же задачи, кроме акустического каротажа, проводят электрический и плотностной, также детальный механический каротаж (определение d -экспоненты) с исследованием шлама в процессе бурения скважины.

Амплитуда упругих колебаний A характеризует энергию волны по мере удаления от источника поля. Амплитуда продольных A_p и поперечных A_s волн затухает вследствие поглощения энергии окружающей средой. Коэффициент поглощения энергии (параметр затухания) a [1/м] на участке горной породы между элементами измерительной установки определяется выражением $a = (1/Z) \ln(A_1/A_2)$, где Z — база зонда (расстояние между сближенными элементами); A_1 и A_2 — амплитуды колебаний, принятых первым и вторым приемниками.

Параметр затухания зависит от пористости, характера насыщенности и структуры скелета пород. Повышенные значения a наблюдаются в глинистых и плотных трещинно-кавернозных породах, к которым более чувствителен параметр a что используется для выделения пород с развитой трещиноватостью.

Выше были рассмотрены физические основы тех видов акустического каротажа, которые нашли промышленное применение для решения различных задач нефтепромысловой геологии; акустические методы могут использоваться и для решения других задач: например, каротаж на отраженных волнах от стенки скважины для получения звукового изображения стенок скважины, акустический телевизор для наблюдения за состоянием стенок скважины в открытом стволе, индикации дефектов колонны и интервала перфорации, исследования профиля сечения ствола скважины; каротаж на проходящих волнах для межскважинного прозвучивания, заключающийся в периодическом -

возбуждении поля упругих колебаний в одной скважине и их приеме в другой для изучения интегральных акустических характеристик горных пород, залегающих между скважинами, оценки их пористости, гидродинамической связи между скважинами, геометрии пластов между скважинами, для измерения уровня и спектра акустических шумов в процессе бурения скважины, при взаимодействии породоразрушающего инструмента с разбуриваемыми горными породами, для прослеживания за траекторией ствола скважины, а также для решения технических и геологических задач при различных гидродинамических явлениях в процессе фильтрации флюидов в затрубном пространстве. Метод исследования технического состояния обсадных труб, качества тампонажа эксплуатационных колонн, а также кольцевого межтрубного пространства является неотъемлемой частью общего комплекса исследований скважин.

III. Измерительные установки акустического каротажа

Измерительная установка акустического каротажа (рис.45) состоит из одного или нескольких излучателей и упругих колебаний и нескольких или одного приемников П, преобразующих упругие колебания в электрические сигналы. В простейшую двухэлементную установку входят один излучатель и один приемник, между которыми устанавливается акустический изолятор.

При акустическом каротаже в скважину опускают установку (зонд), соединенный каротажным кабелем с наземной аппаратурой. При подъеме зонда в скважине с заданной периодичностью возбуждают акустическое поле и приемником фиксируют упругие колебания. Упругие колебания после их регистрации скважинной установкой преобразуются в электрические сигналы и по кабелю передаются на поверхность в наземную аппаратуру для привязки по глубинам и преобразования в форму, удобную для обработки.

В зависимости от сложности решаемых задач применяются акустические зонды с несколькими элементами. Принцип взаимности между элементами зонда, рассмотренный при электрическом каротаже, сохраняется и при акустических методах исследований.

В скважинной установке расстояние от излучателя до приемника называют длиной зонда L . Она выбирается такой, чтобы положительный сигнал был достаточно большим, а влияние скважины — минимальный. Обычно длина зонда устанавливается в пределах 1—2 м.

Расстояние между двумя приемниками (или излучателями) у многоэлементного зонда называют базой зонда Z . Для многоэлементного зонда L равна расстоянию между средней точкой одноименных и удаленного элементов зонда.

Изучение пластов малой мощности требует малого размера базы, в то же время для обеспечения высокоточного измерения времени пробега волны и затухания амплитуды колебаний не обходимо увеличение базы. Обычно Z выбирают длиной от 0,5 до 1 м. Чтобы исключить возможность прохождения волны по корпусу зонда и уменьшить помехи, между элементами зонда

устанавливают акустические изоляторы (фильтры) (рис. 46) из материала с сильно поглощающими свойствами упругих колебаний.

Расстояние между элементами зонда устанавливается в зависимости от поставленных задач и условий измерений. Минимальная длина зонда определяется выражением

$$L_{\min} = 2\Delta r \sqrt{(1 + \sin i) / (1 - \sin i)}$$

где Δr — зазор между прибором и стенкой скважины; $\sin i = v_c / v_p$, v_c — скорости распространения упругих волн в породе скважине.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите об упругих свойствах горных пород.
2. Расскажите об элементах акустического поля.
3. Какие задачи нефтепромысловой геологии решает акустический каротаж?
4. Какие свойства горных пород влияют на скорость распространения упругих волн?
5. Какие горные породы в большей мере поглощают упругие волны?
6. Как распространяются упругие волны?
7. Какие типы упругих волн вы знаете?
8. Какие источники упругих колебаний используются в АК?
9. На каком принципе работают приемники упругих колебаний, используемые в АК?
10. Расскажите об элементах измерительной установки АК.
11. Объясните принципы определения пористости по данным АК.
12. На каком принципе построен индикатор фазокорреляционных диаграмм. Какую информацию он дает?
13. Для каких целей используется автоматическая кино приставка для регистрации волновой картины?
14. Какие задачи решает акустический метод в обсаженных скважинах?
15. Расскажите о перспективах развития акустического каротажа АК.
16. Каковы условия наиболее эффективного применения метода АК в различных геологических и скважинных условиях для решения геологических, технологических и технических задач?

Занятие 7 (2 часа)

Тема 1.8 Другие виды геофизических исследований и работ в процессе бурения.

План:

- I. Измерения удельного сопротивления жидкости в стволе скважины.*
- II. Измерение температуры в стволе скважины.*
- III. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины.*

I. Измерения удельного сопротивления жидкости в стволе скважины

При интерпретации данных электрического каротажа, а также для сопоставления результатов измерений, выполненных в разное время, необходимо учитывать значения удельного сопротивления жидкости, заполняющей ствол скважины.

Удельное электрическое сопротивление жидкости по стволу скважины измеряют скважинными резистивиметрами. На поверхности для этих же целей

используют лабораторные резистивиметры. В принципе резистивиметр — это та же установка (зонд) электрического каротажа, но только очень малого размера. Коэффициенты резистивиметров определяют путем измерений в растворах с известным значением удельного сопротивления ρ_c , используя зависимость (8). Если I_c и ΔU_0 — замеренные значения тока и разности потенциалов, то $K = \rho_c I_0 / \Delta U_0$.

Скважинные измерения резистивиметром самостоятельно или в комплексе с другими аппаратами используются также для определения уровня жидкости в стволе скважины, мест поглощения и притока жидкости, нарушения герметичности обсадных труб, раздела нефть — вода в колонне.

II. Измерение температуры в стволе скважины

Измерения температуры в скважинах выполняются для решения ряда практических задач как геологических (выделение пластов по их тепловым характеристикам, определение геотермического градиента, геотермической ступени, плотности теплового потока и др.), так и связанных с изучением технического состояния скважин (исследование затрубного цемента, заколонных перетоков и мест его поступления в скважину, выявление интервалов поглощения жидкости или ее притока из пласта в скважину и др.). Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине. Основным источником тепловой энергии в недрах Земли считают энергию, возникающую при распаде радиоактивных элементов. Интенсивность нарастания температуры с глубиной определяется геотермическим градиентом, который представляет собой изменение температуры на 100 м глубины $\Gamma_{100} = 100 (T_2 - T_1) / (H_2 - H_1)$, или геотермической ступенью — разностью глубин, соответствующей изменению температуры на 1°C — $\Gamma = (H_2 - H_1) / (t_2 - t_1)$. Геотермический градиент пропорционален тепловому сопротивлению горных пород, отражающему их литологические особенности. Для различных районов он изменяется в широких пределах (от $1,1^\circ\text{C}$ для Камского Приуралья до $8,3^\circ\text{C}$ в Восточном Предкавказье).

В практике промысловой геофизики термокаротаж сводится к измерению температуры вдоль ствола скважины при различных тепловых режимах. Обычно температурные измерения в скважинах выполняют скважинным термометром сопротивлений (рис. 53). В скважинных термометрах время, в течение которого прибор воспринимает температуру окружающей его среды, невелико, что позволяет без существенных погрешностей проводить замеры при непрерывном перемещении термометра вдоль ствола скважины. В результате измерений получают непрерывную кривую изменения температуры с глубиной — термограмму. Единицей измерений температур приняты градусы Цельсия ($^\circ\text{C}$). Принцип работы термометра сопротивлений основан на изменении сопротивления R одного из его плечей под влиянием температуры. Изменение R чувствительного элемента характеризуется следующей зависимостью:

$$R = R_H [1 + \alpha(t_2 - t_H)],$$

Где R_H — сопротивление при начальной температуре t_n ; a — температурный коэффициент, из которого изготовлен чувствительный элемент (для меди $a \approx 0,004$). Величина изменения сопротивления чувствительного элемента термометра характеризует изменение температуры окружающей среды. Скважинные термометры градуируются в специальных поверочных устройствах. Результаты термометрических измерений используют при определении зоны «ухода» промывочной жидкости (рис. 53, б), зон разгазирования жидкости в стволе скважины, интервалов нарушения герметичности обсадных труб, уровня цементного кольца за колонной труб, профилей притока жидкости и газа в скважину, зон нагрева или охлаждения в скважине, заколонной циркуляции жидкости и др.

Внедрение комплекса геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений и применения более чувствительных малоинерционных термометров расширили возможность этого метода и круг решаемых с его помощью задач.

III. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины

В процессе бурения скважины на отдельных участках изменяются диаметр ствола и форма его поперечного сечения. В некоторых интервалах разреза происходит сужение диаметра (глинистая корка, сальники), в других образуются каверны и желоба (размыв и изменение сечения ствола в виде эллипса).

Результаты измерений диаметра и формы сечения ствола скважины используются при интерпретации геофизических материалов (БКЗ, НГК и др.), уточнении литологической характеристики, слагающих разрез пород, принятии профилактических мер для предупреждения аварий в скважине, выявлении наиболее благоприятных интервалов для установки пакера пластоиспытателя на трубах и башмака обсадных труб, подсчета объема затрубного пространства для оценки необходимого количества цемента при тампонаже колонны.

Для измерения диаметра скважины применяют скважинные приборы — **каверномеры**, для измерения профиля сечения — **профилемеры**.

Каверномеры и профилемеры представляют собой систему мерных рычагов (2, 3, 4, 6 шт.), связанных с измерительным устройством. Величина сигналов от измерительного устройства через кабель передается на поверхность.

Каверномер КФМ предназначен для измерений в скважинах малого диаметра. Специальная конструкция мерных рычагов позволяет прибор в раскрытом (рабочем) положении перемещать по стволу скважины в обоих направлениях. Схема каверномера КФМ рассчитана для работы с трехжильным кабелем.

Каверномер КСУ (рис. 55, а) имеет управляемую гидравлическую систему для четырехкратного раскрытия и закрытия мерных рычагов по команде, переданной с поверхности. Это позволяет выполнить повторные измерения диаметра на заданных интервалах без извлечения прибора из скважины.

Прибор КСУ имеет три мерных рычага 11, расположенных через щель вокруг корпуса 12 и прижимаемых к стенкам скважины при помощи пружины 7.

Движение мерных рычагов через шатуны 10, толкатель 9 и шток 8 передается к ползунку 5 реостата R , который перемещается так, что из общего сопротивления включает в измерительную цепь (жилы кабеля 2, 3) только часть сопротивления реохорда $г$ (рис. 55, б). Питание реостата осуществляется по жилам кабеля 1,2 постоянным стабилизированным током. Снимаемое с участка реохордов напряжение, пропорциональное диаметру скважины, регистрируется при перемещении каверномера к устью скважины в виде кавернограммы.

В скважину каверномер спускают с закрытыми мерными рычагами. Гидросистема состоит из компенсатора 1 (см. рис. 55, и), заполненного рабочей жидкостью (трансформаторное масло), цилиндра 3, в котором перемещается поршень 4, камеры слива 2 и электромагнитов $ЭМ_1, ЭМ_2$ управляющих клапанами. Электромагниты переключаются с пульта управления каверномером. При включении электромагнита $ЭМ_1$ клапан открывается и масло из компенсатора 1, находящегося под действием гидростатического давления промывочной жидкости, поступает в цилиндр 3, перемещая поршень 4 в крайнее нижнее положение. Создаваемое на поршне усилие достаточно для того, чтобы, действуя на толкатель 6, сжать пружину 7 и раскрыть измерительные рычаги до максимального угла.

При включении электромагнита $ЭМ_2$ открывается клапан канала, соединяющего цилиндр 3 с камерой слива 2. Под действием гидростатического давления, передающегося через шток 8, поршень 4 перемещается в крайнее верхнее положение, выталкивает масло из цилиндра в камеру слива и возвращает систему в первоначальное положение, при котором измерительные рычаги закрыты.

Каверномер-профилемер СКП-1 обеспечивает одновременную регистрацию диаметра скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях и усредненного его значения. Передача информации осуществляется по одножильному кабелю с использованием схемы частотного разделения сигналов.

Перемещение измерительных рычагов изменяет положение связанных с ними переменных сопротивлений, включенных последовательно для каждой из двух пар противоположных рычагов. Через эти резисторы пропускают переменный ток частотой 300 Гц. Напряжение, падающее на каждой их паре, поступает в частотные модуляторы стандартной частотно-модулированной системы. Преобразованные и усиленные сигналы подаются на поверхность. После их разделения и детектирования в наземном устройстве (ИПЧМ), на его выходе образуются напряжения постоянного тока, пропорциональные раскрытию первой и второй пар рычагов каверномера-профилемера. Измеряя эти напряжения, получают две профилеграммы, полусумма которых пропорциональна диаметру скважины (рис. 55, в), для интересующих интервалов, строят вероятностную форму сечения ствола скважины.

Имеются аналогичные конструкции скважинных профилемеров с шестью и восьмью мерными рычагами, обеспечивающие измерение диаметра скважины соответственно в трех и четырех плоскостях. В некоторых конструкциях датчик

на сопротивлениях заменен на индуктивный. С помощью многорычажных приборов измерения выполняются поточно.

Каверномеры и профилемеры перед измерениями эталонируются с помощью калибровочных колец. По результатам эталонировки строят график зависимости измеряемого напряжения ΔU от величины раскрытия мерных рычагов (диаметра кольца).

Техническая характеристика некоторых типов каверномеров и профиломеров дана в табл. 5.

Контрольные вопросы:

1. Для решения каких задач проводятся измерения удельного сопротивления жидкости в стволе скважины?
2. Для каких целей нужно знать температуру в стволе скважины?
3. Какие задачи можно решать с помощью термометрии?
4. Какими параметрами характеризуется траектория ствола скважины?
5. Какие требования предъявляются к инклинометрическим измерениям при бурении наклонных скважин при кустовом бурении?
6. Для чего нужно измерять диаметр и профиль сечения ствола скважины?
7. Расскажите о принципах работы каверномеров и профиломеров.
8. Для решения каких задач используется пластовый наклономер?
9. Расскажите о назначении и принципе работы скважинного акустического телевизора.
10. Расскажите, как определяются интервалы поглощения промывочной жидкости в открытом стволе скважины.
11. Расскажите, как устанавливается место прихвата бурового инструмента.

Занятие 8 (2 часа)

Тема 1.9 Исследование обсаженных и действующих скважин.

План:

- I. Исследование обсаженных и действующих скважин.*
- II. Исследование качества цементирования скважин.*
- III. Исследование детекторов обсадных труб.*
- IV. Исследование контрольных скважин.*
- V. Исследование нагнетательных скважин.*
- VI. Исследование действующих эксплуатационных скважин.*
- VII. Исследование скважин старого фонда.*

I. Исследование обсаженных и действующих скважин.

Продуктивные скважины после получения достаточной геолого-геофизической информации в открытом стволе заканчиваются спуском эксплуатационной колонны и цементированием затрубного пространства для изоляции водоносных и нефтегазоносных интервалов. Эксплуатационная скважина строится на длительные сроки, и дальнейший успех бесперебойной добычи продукта во многом определяется техническим состоянием эксплуатационной колонны и затрубного пространства, режимом систематического контроля ее состояния, принятием своевременных профилактических мер в процессе разработки залежи.

Геофизическими исследованиями, проводимыми непосредственно после спуска

колонны труб и цементирование, определяются уровень цементного кольца в затрубном пространстве, наличие цементного камня и равномерность его распределения в наиболее ответственных интервалах, наличие зазоров и каверн в цементном камне. Для этого используются термометрия, акустический и плотностной каротаж. Герметичность обсадных труб может быть оценена с помощью испытателей пластов на трубах. Интервалы негерметичности колонны или участки с низким качеством изоляции продуктивных пластов устанавливаются методами термометрии, резистивиметрии или «меченых атомов». После вскрытия пласта перфорацией геофизические исследования используют для контроля и оценки качества вскрытия пластов.

В дальнейшем периодически исследуют эксплуатационные скважины комплексом гидродинамических и геофизических методов для контроля за их техническим состоянием, состоянием технологического оборудования, а также для решения задач, связанных с разработкой залежи.

II. Исследование качества цементирование скважин

Для того чтобы оценить качество цементирование скважины, необходимо отбить верхнюю границу затрубного цемента, выявить «участки за колонных перетоков и установить картины цементного камня в затрубном пространстве. Различные геофизические методы и методические приемы с разной степенью достоверности позволяют решить поставленные задачи.

Термометрия. Цементный раствор в процессе затвердения поглощает тепло, а во время затвердения тепло из него выделяется и передается в окружающую среду. Если в это время замерить температуру в скважине, то в местах, где за колонной присутствует цементная масса, будут отмечаться повышенные значения температуры. В зависимости от свойств цемента и скважинных условий замер температуры проводят в интервале от 5 до 10 ч после заливки. По прошествии этого времени температура цемента начинает уравниваться с температурой окружающей среды. По термограмме в большинстве случаев удается определить высоту подъема цементного раствора за колонной, а также установить участки, где его нет (рис. 60).

Гамма-каротаж. Наличие цемента в кольцевом пространстве можно определить гамма-каротажем, если цементный раствор предварительно активировать с помощью радиоактивных изотопов. Полученную диаграмму ГК сопоставляют с такой же диаграммой, снятой до заливки цемента. Появившиеся при втором измерении различия указывают на места сосредоточения активированного цемента. Во избежание «загрязнения» скважины для проведения таких работ используются изотопы с очень малым периодом полураспада (см. рис. 60).

Гамма-гамма-каротаж. В основу применения этого метода для контроля качества тампонажа скважин положена зависимость интенсивности рассеянного γ -излучения от плотности вещества в окружающей среде. В данном случае среда представлена промывочной жидкостью в колонне, стальной обсадной трубой, цементом или промывочной жидкостью в затрубном пространстве. Если первые

два фактора вдоль ствола скважины постоянны, то отличие плотностей цементного камня и промывочной жидкости за колонной позволяет оценивать наличие цемента за ней..

Акустический картаж. При распространении упругих колебаний вдоль оси скважины происходит перераспределение их энергии между обсадной колонной, цементным камнем и окружающей горной породой в зависимости от совершенства акустического контакта между этими средами. Интенсивность ослабления амплитуды волны по колонне по мере удаления от источника упругих колебаний характеризует степень акустического контакта между цементным камнем и колонной (рис. 61).

Для исследования качества тампонажа используют акустические цементомеры (АКД), обеспечивающие непрерывную регистрацию амплитуд волн, распределяющихся по колонне A_k и породе A_p , выраженных в милливольтгах, и времени первого вступления волны в микросекундах.

Наиболее современной аппаратурой исследования качества цементирования скважин является ЦМГА-2, предназначенная обсадных колонн диаметром 146—168 мм, а также для привязки результатов измерений по глубинам. Аппаратура ЦМГА-2 состоит из двух блоков: акустического (АК-1) и радиометрического (СГДТ-3), которые могут применяться либо в комплексе, либо каждый самостоятельно. Аппаратура ЦМГА-2 обеспечивает одновременную регистрацию толщинограммы, интегральной цементограммы, а также интенсивности естественного γ -излучения (СГДТ-3), коэффициентов затухания продольной волны по колонне a_k и породе a_p , интервального времени Δt на базе зонда Z , а также амплитуды волны по колонне A_k и породе A_p .

Несмотря на то, что перечисленные методы исследований качества цементирования характеризуются высокой достоверностью, в сложных случаях иногда требуется проверка прямыми методами.

III. Исследование дефектов обсадных труб

В процессе эксплуатации скважины обсадные трубы стареют, разъедаются коррозией, иногда наблюдаются их смятие, повреждение, порыв и потеря герметичности. Встречаются случаи негерметичности и новых труб, особенно в местах муфтовых соединений. Негерметичность обсадных труб ликвидируется в процессе ремонтных работ для восстановления нормального функционирования эксплуатационной скважины. Поэтому непосредственно после перфорации и работ по цементированию контролируют техническое состояние эксплуатационной колонны с периодическим повтором этих работ в дальнейшем.

При изучении технического состояния и обнаружении дефектов обсадных стальных труб отбивают местоположения соединительных муфт, пакеров, центраторов и клапанов с помощью локатора муфт, измеряют толщины стальных труб, их внутренний диаметр, эллипность поперечного сечения, устанавливают места повреждения труб с помощью толщиномеров, дефектомеров, профиломеров, визуально наблюдают и фотографируют состояние внутренней поверхности стенок труб и характер их повреждений акустическим телевизором, исследуют места

нарушения герметичности труб с помощью резистивиметра, термометра, испытателя пластов, изотопов, расходомеров, дебитомеров и других приборов. Для привязки по глубинам измерений в интервале исследования разными приборами применяются локаторы муфт.

Магнитный локатор муфт представляет собой индуктивную катушку, помещенную в корпус из немагнитного материала (бронза, нержавеющая сталь, титан) с ферромагнитным сердечником и двумя магнитными наконечниками (рис. 62), создающими в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора в колонне стальных труб в местах муфтовых, замковых соединений, повреждений или перфорации из-за изменения магнитной проницаемости происходит перераспределение магнитного поля и возникает ЭДС в цепи катушки. Таким образом, муфтовые соединения или другие дефекты колонны отмечаются импульсами электрического тока, регистрируемыми на поверхности в функции глубины скважины. Магнитные локаторы двух модификаций используются в комплексе с приборами радиоактивного каротажа (ЛР) и перфоратора (ЛП) для привязки интервалов перфорации к пласту, а также в комплексе с другими скважинными приборами (акустический телевизор, калиброммер и др.), применяемыми для исследования технического состояния эксплуатационной колонны.

При измерении гамма - толщиномером регистрируют интенсивность рассеянного γ -лучения. Измерительный прибор состоит из зонда малой длины (9—12 см), коллимационных окон и центраторов. Диаграмма изменения толщины труб в функции глубины называется толщинограммой (рис. 63).

Места нарушения герметичности эксплуатационной колонны определяются обычно резистивиметром. Поэтому используется методика продавливания, заключающаяся в проведении серии повторных измерений удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей колонну, для прослеживания за перемещением порции жидкости, отличающейся по сопротивлению от предварительно закачанной (рис. 63, б).

Техническое состояние обсадных труб проверяется, как правило, до и после проведения подземного ремонта скважины.

IV. Исследование контрольных скважин

В наиболее интересных участках залежи с точки зрения контроля за ходом разработки месторождения бурят, исследуют геофизическими методами, крепят обсадными трубами, цементируют и оставляют неперфорированными для наблюдения за пластом в процессе разработки залежи некоторое число контрольных скважин. Их бурят на наружных или внутренних водо- и газонефтяных контактах либо вблизи от последних. В этих скважинах периодически проводят комплекс исследований для наблюдения за изменением характера насыщенности пласта, продвижением контакта нефть — вода и отсутствием перетоков в затрубном пространстве.

В условиях неперфорированных пластов и большой минерализации пластовой воды (более 50 г/л) относительно легко задача решается стационарными, особенно

импульсными нейтронными методами. Контрольные и неперфорированные эксплуатационные скважины обычно исследуют нейтронными методами, гамма-каротажем, высокочувствительной термометрией и акустическими методами исследований.

V. Исследование нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины исследуют для определения поинтервальной приемистости пластов, в которые закачивается вода для поддержания пластового давления в залежи. За скважинами наблюдают в процессе их работы, используя механические и термодинамические дебитометры. Состояние затрубного пространства исследуют акустическим цементомером, высокочувствительным термометром или закачкой «меченой» жидкости. Для привязки результатов измерений по глубинам в комплекс измерений входит гамма-картаж. Метод «меченой» жидкости может быть также использован и для выделения наиболее приемистых (проницаемых) интервалов.

Во вновь пробуренных вблизи контура нефтеносности эксплуатационных и нагнетательных скважинах до крепления их колонной полезно провести поинтервальные исследования опробователями пластов на кабеле для определения поинтервального изменения пластового давления. При этом ценную информацию для оценки характера насыщенности прослоев дает анализ проб на содержание в них метана. Измеренные значения пластовых давлений укажут, по каким прослоям движется закачиваемая вода и, следовательно, в каких из них отсутствует поддержание пластового давления и могут оставаться целики нефти.

Результаты массовых геофизических и гидродинамических исследований нагнетательных скважин характеризуют состояние поддержания пластового давления по месторождению в целом. На рис. 64, а показан пример измерения расходомером приемистости перфорированного интервала, а на рис. 64, б — пример определения источника обводнения.

VI. Исследование действующих эксплуатационных скважин

Эксплуатационные скважины обычно исследуют в процессе их работы путем спуска глубинных приборов через насосно-компрессорные трубы (в фонтанирующих и компрессорных скважинах) или в межтрубном пространстве в случае использования глубинных насосов.

Схема устьевого оборудования при исследовании фонтанирующих скважин и оборудованных штанговыми насосами показана на рис. 65. Спуск приборов в межтрубное пространство осуществляется с помощью серийно выпускаемого ролика и спускоподъемного механизма.

В насосных скважинах в тех случаях, когда скважинные приборы не проходят по межтрубному пространству, практикуют их спуск перед спуском насоса, оставляя их до следующего ремонта, и с их помощью периодически проводят измерения.

Остановленные для ремонта скважины перед исследованиями возбуждают компрессором, с тем чтобы исключить ошибки записи с проникновением скважинной жидкости в перфорированный пласт, нарушающим естественную картину в послед-

нем и снижающим глубинность исследований ядерными методами. Исследования в действующих скважинах проводятся с соблюдением соответствующих руководящих документов.

Основные задачи контроля за разработкой месторождений путем проведения исследований в действующих скважинах (характер насыщенности пластов на момент исследований, выделение водоотдающих интервалов, уточнение поинтерреального дебита) решаются нейтронными методами, в том числе импульсными, чувствительной термометрией, гамма-плотнометрией, резистивиметрией, влагометией, вискозиметрией, гамма-каротажем, механической и термодинамической дебитометрией и т. д.

Использование методов изучения состава жидкости в стволе скважины для выделения интервалов обводнения базируется на предположении, что интервалы притока воды в скважину соответствуют обводненным интервалом в пласте, т. е. отсутствуют вертикальные перетоки (см. рис. 64, б).

Определение притока в перфорированном интервале в некоторых случаях имеет самостоятельное значение. *Информация* о том, какие интервалы работают (отдают), может служить основой для воздействия на пласт с целью вовлечения в эксплуатацию всей мощности пласта. Профили притока в комплексе с поинтервальным составом флюида могут быть использованы при выделении водоотдающих интервалов для своевременного проведения изоляционных работ. Термодинамические дебитометры обычно применяют в малодобитных скважинах, а механические — при высоких дебитах, но без механических примесей. Использование пакерных и беспакерных дебитометров и сравнение их показаний между собой позволяют судить о наличии затрубного движения жидкости в интервале перфорации. Изучение характера и состава жидкости в стволе скважины осуществляется исследованием ее плотности, вязкости, электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости. По плотности жидкости, поступающей из пласта в скважину, с большой достоверностью можно судить о соотношении отдельных компонентов (вода, нефть), что является важной информацией для изучения характеристики отдающих перфорированных интервалов в действующих скважинах. Комплексные исследования профиля притока различного типа дебитометрами, резистивиметрами, влагомерами и плотномерами в сложных условиях, например, когда обводнение скважины происходит по двум или нескольким пластам водой различной минерализации, позволяют решать поставленные задачи с высокой степенью достоверности. В некоторых случаях характер насыщенности импульсным нейтронным методом может определяться путем закачки в скважину соленой воды, если пластовая вода пресная, так как соленая вода лучше проникает в водоносные интервалы, чем в нефтеносные, что отмечается на диаграммах ИНГК, ИННК. Иногда для оценки характера насыщенности пласта равномерно по его толщине выстреливают радиоактивные пули. Последние имеют специальные мембраны, через которые вода вымывает радиоактивные изотопы, в то время как в нефтеносных интервалах процесс вымывания не наблюдается. Повторные замеры гамма-каротажа позволяют в этом случае разделять нефтеносные и водоносные прослои.

Исследование большой группы эксплуатационных скважин геофизическими и гидродинамическими методами дает информацию о состоянии разработки отдельных участков изучаемой залежи и состоянии закачки воды с целью поддержания пластового давления по месторождению.

Кроме того, геофизические методы исследований позволяют получать важные сведения для регулирования режима работы эксплуатационной скважины. С помощью скважинных плотномеров и нейтронных приборов определяют интервалы отложения парафина, динамический и статический уровни жидкости, в скважине, интервалы разгазирования жидкости и т. д. Результаты исследования плотномером по межтрубному пространству приведены на рис. 66. Скважина обсажена колонной (150 мм) и эксплуатируется насосом с подвеской (П) его на глубине 1065 м как насосно-компрессорных трубах. Дебит скважины 3 м³/сут жидкости. Судя по замерам, скважина заполнена жидкостью до глубины 1106 м и прием насоса находится в нефтегазовой пене (1065 м). После допуска насоса на глубину 1298 м и хвостовика до 1623 м дебит скважины увеличился до 15 м³/с. Исследование технического состояния обсадных и насосно-компрессорных труб, отбивка интервалов перфорации, глубин установки пакеров и воронки также выполняются геофизическими скважинными аппаратами.

VII. Исследование скважин старого фонда

Открытие и вовлечение в эксплуатацию новых залежей на действующих месторождениях облегчается возможностью их до-разведки с помощью исследовательских работ в скважинах имеющегося фонда с минимальными затратами на дополнительное бурение.

В процессе доразведки месторождений геофизическими методами выделяются пористые прослои, оценивается характер их насыщенности, наличие затрубной циркуляции, контролируется качество затрубного цемента, после чего апробируются перспективные интервалы, определяются дебит и состав жидкости, полученной при испытании пластов.

Поставленные задачи решаются комплексом исследований, в котором основными являются нейтронные методы, в первую очередь импульсный нейтронный и нейтронный гамма-каротаж.

При ревизии старого фонда скважин объект исследований выбирается на основе обобщения и анализа геологических, геофизических, геохимических и промысловых сведений по небольшим локальным структурам в первую очередь. На рис. 66, б показан пример выделения нефтенасыщенных интервалов в песчаниках двумя зондами ИННК. По непрерывным кривым ИННК пласты А и Б характеризуются как нефтенасыщенные, т.е. наблюдаются большие отклонения на малом зонде и малые показания на большом. Водоносные пласты и глины с обоими зондами имеют низкие показания, а плотные - высокие.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о этапах подготовки месторождений к разработке.
2. Какие мероприятия проводятся по регулированию процесса разработки залежей?
3. Что понимают под оптимальным технологическим решением эксплуатации скважины?
4. Перечислите основные задачи, решаемые геофизическими методами при исследовании

технического состояния обсаженных скважин.

5. Что понимают под системой контроля за разработкой?
6. Расскажите о назначении контрольных скважин и комплексе исследований в них.
7. Чем отличаются исследования перфорированных и неперфорированных интервалов?
8. Почему действующие скважины исследуют в процессе ее работы?
9. Какое значение имеет минерализация пластовой воды для выделения обводненных интервалов?
10. Почему в действующих скважинах основными в действующих основными задачами исследований является изучение технического состояния ствола скважины, наличия и качества закаченного цемента?
11. Приведите примеры выделения водо-отдающих интервалов, построения профиля притока и приемистости закачиваемой воды.
12. Как определяется состав жидкости в стволе скважины?
13. Какие задачи решаются с помощью геофизических исследований с целью регулирования работы действующих скважин?
14. Какие исследования проводятся в нагнетательных скважинах?
15. С какой целью исследуется фонд старых скважин?
16. Какие задачи решаются исследованиями в старых скважинах?
17. Каковы экономические предпосылки геофизических исследований для контроля за разработкой, оценки технического состояния нефтяных и газовых скважин, исследований скважин старого фонда?
18. Какие методы включает комплекс геофизических исследований открытого ствола?
19. Какова цель разработки комплекса исследований?
20. Чем определяется комплекс исследований в действующих, обсаженных скважинах?
21. В каких случаях комплексы исследований дополняются непредусмотренными методами ГИС?

Занятие 9 (4 часа)

Тема 1.10 Взрывные и пристрелочные работы.

План:

- I. Взрывные работы.***
- II. Взрыв и взрывчатое вещество.***
- III. Чувствительность взрывчатых веществ к различным воздействиям.***
- IV. Основные взрывчатые материалы, применяемые в скважи***

I. Взрывные работы.

После окончания бурения и завершения исследовательских работ при наличии продуктивных интервалов в скважину спускают колонку стальных обсадных труб и в кольцевое пространство закачивают цементный раствор. Этим обеспечивают разобщение нефтегазоносных и водоносных интервалов за колонной; после закачки цемента скважину исследуют цементомером для выяснения высоты поднятия цементного раствора и качества цементного камня в затрубном пространстве.

Каналы сообщения между скважиной и пластом образуются путем перфорации отверстий в обсадных трубах, цементном камне и пласте. В зависимости от типа коллектора, его характеристик и конструкции скважины определяют тип

перфоратора и оптимальную плотность перфорационных отверстий. Работа большинства типов перфораторов, применяемых для вскрытия пластов, основана на использовании энергии взрыва.

Многие виды взрывных работ, выполняемые для разрушения металла на забое, обрыва труб, отчистки фильтров и других целей называют торпедированием. Для обрыва бурильных, насосно – компрессорных и обсадных труб применяют скважинные кумулятивные труборезы. Установку отдельных мостов и гидроразрыв пласта, а также воздействие на при скважинную зону пласта для повышения проницаемости также выполняют с использованием взрывных аппаратов.

II. *Взрыв и взрывчатое вещество.*

Взрывом называют чрезвычайно быстрое физическое или химическое изменение состояния вещества, сопровождающееся выделением энергии и газообразных продуктов. Обычно энергия взрыва совершает механическую работу, направленную на разрушение окружающей среды. Как правило, работа взрыва происходит за счет расширения газов или паров независимо от того, существовали ли эти газы до взрыва или образовались в процессе него. Взрывы бывают физического и химического характера. К первым можно отнести взрыв парового котла, обязанного быстрому перегреву воды и недостаточной прочности стенок сосуда. При этом химический состав вещества не изменяется (вода, пар). Взрыв химического характера сопровождается химическим превращением вещества. Примером такого взрыва может быть взрыв смеси метана и кислорода: $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$; в результате получены углекислый газ и вода, т.е. новые вещества с иными свойствами.

По химическому процессу взрыв напоминает горение, так как в обоих явлениях происходит окисление горючих веществ кислородом. Горение протекает медленно за счет потребления кислорода внешней среды. Взрыв, в отличие от горения, протекает крайне быстро за счет потребления кислорода, содержащегося в самом веществе; скорость его распространения выражается тысячами метров в 1с. Во время взрыва выделяется значительное количество газов (до 600-1000л газа, переведенного в нормальные условия, на 1кг взрывчатого вещества). Высокое давление при взрыве создается главным образом из-за повышения температуры до 1500-4500°C.

В зависимости от скорости распространения и роста давления процесс взрыва разделяют на горение и детонацию. Взрывное горение имеет скорость несколько сот метров в 1с. *Детонацией* называются чрезвычайно быстрое распространение процесса взрыва, протекающего для данного ВВ в определенных условиях с постоянной сверхзвуковой скоростью около нескольких тысяч метров в 1с.

Взрывчатыми называют вещества (ВВ), которые под действием определенного воздействия могут со скоростью несколько километров в 1с превращаться в другие вещества с образованием газов, выделением тепла и созданием давления на окружающую среду.

В настоящее время важнейшими ВВ, используемыми в нефтяных и газовых скважинах, являются пороха, тротил, гексоген, октоген и другие вещества, используемые в зависимости от решаемой задачи и условий применения (температур, давление).

III. Чувствительность взрывчатых веществ к различным воздействиям.

Взрывчатые вещества подставляет собой устойчивые системы при нормальных (обычных) условиях и могут сохранять свое состояние и свойства 2-3 года и более, однако при изменении на них ВВ становятся неустойчивыми и начинают разлагаться.

Взрывчатое превращение в массе ВВ обычно начинается в результате какого-либо внешнего воздействия, например от внешнего толчка (удара), который называют *начальным импульсом*. Процесс возбуждения взрыва ВВ начинают *иницированием*, а величину (порцию) ВВ, предназначенную для выполнения какой-либо работы, - *зарядом взрывчатого вещества*.

Величина начального импульса, необходимого для взрывчатого превращения, неодинакова не только для разных ВВ, но и для одного и того же состава ВВ при измерении его физического состояния (плотности, температуры, влажности и др). Величина массы и форма заряда также определяют величину необходимого начального импульса.

Чувствительность к восприятию начального импульса находится в прямой связи с чувствительностью ВВ к удару, трению, теплу. Чувствительность промышленных ВВ ограничивают некоторыми практическими пределами, потому что слишком большая чувствительность создает опасность при перевозках, хранении и работе с ними. Слишком низкая чувствительность ВВ также исключает возможность их практического использования, так как в этом случае они требуют приложения очень мощного начального импульса.

В качестве начального импульса применяют разные виды энергии: механический (удар, трение), тепловой (искра, температура нити накаливания) или взрывного ВВ. Вид начального импульса влияет на характер взрывчатого превращения: например, при инициировании искрой дымного пороха протекает процесс взрывного горения, а инициирование капсюлем - детонатором вызывает процесс детонации. Тротил (без оболочки), будучи зажженным, спокойно сгорает, а при воздействии детонатором взрывается.

Чувствительность неоднородных смесей обычно зависит от чувствительности наименее устойчивого компонента, и поэтому, добавляя в ВВ в процессе их изготовления определенные примеси, можно регулировать их чувствительность. Примеси, имеющие большую твердость, как правило, повышают чувствительность ВВ и, наоборот, с меньшей – снижают. К числу примесей, повышающих чувствительность, относятся металлические опилки, толченое стекло, песок и др. Процесс введения таких примесей в ВВ с целью повышения его чувствительности называют *сенсibiliзацией*. Примесями, понижающими чувствительность ВВ, являются легкоплавкие вещества – вода, вазелин, парафин, церезин и

др. Процесс их введения в ВВ называют *флегматизацией*. Происходящее при этом скважине чувствительности объясняют тем, что флегматизатор обволакивает частицы ВВ тонкой пленкой, которая смягчает удар и позволяет частицам перемещаться относительно друг друга без разрушения кристаллической решетки. Примером флегматизации служит образование смеси гексогена с парафином – флегматизированный гексоген.

IV. Основные взрывчатые материалы, применяемые в скважинах.

В практике промыслово – геофизических работ используют готовые изделия из взрывчатых веществ в виде электродетанаторов, взрыв - патронов, детонирующих шнуров, которые называют средствами взрыва (СВ), а также в виде готовых зарядов для перфораторов и торпед различных типов, которые называют взрывчатыми материалами.

Средства взрыва (СВ) предназначены для инициирования взрыва. Часто применяют комбинированные СВ по схеме взрыва: взрыв – патроны (ВП) – детонирующий шнур (ДШ)- заряд (З).

Взрыв – патрон обычно вызывают электрическим током через кабель, последние подрывают детонирующий шнур, а импульс от ДШ передается основному заряду. Применяемые в перфораторах взрыв – патроны (ПВПД) имеют предохранительное окно, через которое проникает вода в случае негерметичности перфоратора, и последний не срабатывает.

Электродетонаторы (ЭД) состоит из электрозапала и капсюля - детонатора, смонтированных в одной гильзе. Капсюли – детонаторы представляет собой комбинированный заряд инициирующего и бризантного взрывчатого вещества, запрессованного в металлическую или бумажную оболочку. Капсюли – детонаторы чувствительны к удару, огню, тряске.

Средства воспламенения предназначены для поджигания пороховых зарядов и взрыва инициирующих составов в капсюлях – детонаторах и взрывных патронах.

При проведении торпедирования и пристрелочных работ в качестве средств воспламенения применяют электрозапалы разных типов. Электрозапалы снабжены мостиком накаливания и содержат небольшое количество легковоспламеняющегося быстрогасящегося пороха или пиротехнического состава, дающего луч огня, способный зажечь трудновоспламеняемые пороха или вызвать взрыв инициирующего ВВ. Мостики накаливания электрозапалов детонаторов, взрыв – патронов пиропатронов имеют электрическое сопротивление 1-4,5 Ом и срабатывают от тока 0,25 – 1А. Максимальный безопасный ток для проверки целостности мостика накаливания 50МА.

В средствах взрыва применяют небольшое количество высокочувствительного ВВ, которое способно детонировать от искры, пламени, трения, накала. Такими веществами являются ртуть, азиды свинца и серебра, которое в детонаторах срабатывают от мостика накаливания и искры. Во взрыв – патронах взрыв небольшой порции инициирующего вещества взрывает промежуточный

заряд из бризантного ВВ, далее взрыв распространяется на детонирующий шнур и основные заряды.

Детонирующий шнур (ДШ) состоит из бризантного ВВ, включенного в оплетку из хлопчатобумажного или другого материала. Скорость детонации в ДШ лежит в пределах 6500-7500 м/с. Детонация шнура осуществляется от электродетонатора или взрыв – патрона.

Электрозапалы, взрыв – патроны и детонирующие шнуры служат для возбуждения взрыва в основных зарядах. Ниже дается краткое описание ВВ, применяемых в прострелочно – взрывных скважинах аппаратах.

Тротил. Одним из самых распространенных ВВ является тротил или тол. Тротил выпускают в виде тонких чешуек, прессовых и литых шашек. Тротил – кристаллическое вещество желтоватого цвета, температура плавления 80,2 °С, плотность 1,65г/см³, насыпная плотность порошкообразного тротила 0,8 – 1,0 г/см³. Тротил слабо гигроскопичен, почти нерастворим в воде, с металлами в обычных условиях не взаимодействует, температура вспышки 290-350 °С. На открытом воздухе горит спокойно, но если количество велико, горение переходит во взрыв. К механическим воздействиям тротил не очень чувствителен, груз массой 2кг вызывает взрыв при падении с высоты 60см. При обращении с тротилом запрещается применять металлические инструменты для проталкивания в корпус и разбивания курсов. Скорость детонации 7000 м/с, теплота взрыва 4074кДж/кг. Объем газообразных продуктов взрыва составляет 685 л/кг.

Контрольные вопросы:

1. Что такое взрыв? Чем отличаются взрывы химического и физического характера?
2. Расскажите об основных ВВ, применяемых в скважинах.
3. Расскажите о средствах взрывания и взрывчатых материалах.
4. Охарактеризуйте работу зарядов в условиях скважины.
5. Для чего проводятся перфораторные работы в скважинах?
6. Расскажите о требованиях, предъявленных при вскрытии пластов?
7. Расскажите об устройстве и механизме работы кумулятивного заряда.
8. Расскажите об устройстве корпусных кумулятивных перфораторов.
9. Расскажите об устройстве бескорпусных перфораторов.
10. Расскажите о пулевой перфорации.
11. Какие условия определяют выбор типа перфораторов и плотность перфорационных отверстий?
12. Расскажите об особенностях взрыва в скважине.
13. Расскажите о методах встряски и отвинчивания инструмента взрывом.
14. Расскажите о методах обрыва бурильных труб. Какие условия обеспечивают успех операции?
15. Расскажите об устройстве и принципе работы кумулятивных труборезов.
16. Расскажите об устройстве и принципе действия осевых, фугасных, шнуровых торпед.
17. Расскажите об особенностях устройства пакеров ВП, ВПШ, КВП.

Занятие 10 (4 часов)

Тема 1.11 Геофизическая аппаратура и оборудование.

План:

- I.** *Подъемники*
- II.** *Блок-балансы*
- III.** *Кабели*
- IV.** *Инклинометрия*
- v.** *Кавернометрия*
- VI.** *Каротажно – перфораторные подъемники*
- VII.** *Каротажный подъемник ПКС-5-04*

I. Подъемники

Спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов на кабеле производится с помощью подъемника, блок-баланса и кабеля. Подъемник – спуско- подъемное оборудование, установленное на автомобиле. При геофизических работах используются подъемники с лебедками разных размеров и конструкций-в зависимости от типа и длины кабеля: ПК-2, ПК-4 и др.

Подъемник состоит из лебедки с узлами управления, коробки отбора мощности, редуктора, коллектора и панели управления для контроля спуско-подъемных операций и работы двигателя. В кузове автомобиля имеются лебедочное отделение и кабина лебедчика. Лебедка приводится в движение двигателем автомобиля. Она состоит из рамы, барабана, привода для вращения барабана, укладчика кабеля и тормозной системы. Частота вращения барабана и перемещения кабеля регулируется изменением числа оборотов двигателя и передаточного числа от двигателя автомобиля к барабану лебедки с помощью редуктора и коробки передач.

Самоходный подъемник ПК-2 предназначен для проведения геофизических работ в скважинах глубиной до 4500 м с использованием одножильного бронированного кабеля КГ1-53-180 или КГ1-53-90. Кузов подъемника смонтирован на шасси автомобиля ЗИЛ-131 фургонного типа.

Самоходный подъемник ПК-4 применяется при геофизических работах в скважинах глубиной до 7000 м с одножильным бронированным кабелем. Кузов подъемника смонтирован на шасси автомобиля высокой проходимости «Урал-375А».

Подъемники обеспечивают перемещение кабеля со скоростью от 50 до 10000 м/ч.

Питающие и измерительные цепи лабораторий подсоединяются к жилам находящегося на лебедке кабеля с помощью коллектора, который состоит из подвижной части, смонтированной на раме лебедки. На подвижной части коллектора расположены изолированные от подъемника кольца, по которым скользят контактные щетки. Жилы кабеля присоединяются к кольцам, а щетки-к измерительным и токовым цепям лаборатории. Часто применяются герметические маслonaполненные коллекторы.

II. Блок-балансы

Для спуска в скважину и направления кабеля служит специальное устройство – блок-баланс. Он состоит из рамы и ролика, свободно вращающегося на оси, которая укреплена на раме (рис. 194). Блок-баланс преобразует горизонтальное движение

кабеля в вертикальное, фиксирует длину перемещаемого через него кабеля и приводит в действие механические системы лаборатории – лентопротяжный механизм, отметки глубин и др.

На блок-балансе крепятся датчик глубин и датчик натяжения кабеля. Датчик глубин передает движение лентопротяжному механизму регистрирующего прибора и счетчика глубин, установленных на контрольных панелях лаборатории и подъемнике. Датчик глубин представляет собой устройство дистанционной передачи – сельсин ДИ-511. Ротор сельсина связан передачей 4:1 с вводным великом датчика глубин, на котором закреплена шестерня. Этой шестерней датчик глубин сцепляется с шестерней ролика. Передаточные числа от оси ролика к ротору сельсина таковы, что при прохождении через ролик кабеля длиной 1 м ротор сельсина делает четыре оборота. На датчике глубин расположены соединительные муфты для подключения к нему датчика натяжения и автоматического меткоуловителя, а также для соединения датчика глубин со схемой лаборатории.

Применяются блок-балансы для оплеточных, шланговых и бронированных кабелей. Обычно используют рамочные и подвесные блок-балансы.

III. Кабели

Спуско-подъемные операции в скважинах при геофизических работах проводятся с помощью специальных геофизических кабелей, которые одновременно служат линией связи между скважинными приборами и наземной аппаратурой и несут механическую нагрузку. В связи с этим к кабелям предъявляются особые требования: они должны обладать достаточной прочностью, гибкостью, иметь небольшое электрическое сопротивление и высокую изоляцию токопроводящих жил.

Используются одножильные, трехжильные и многожильные геофизические кабели, которые по конструкции делятся на оплеточные, шланговые и бронированные. Тип кабеля, выбираемого для работы, зависит от геологических и скважинных условий.

Условия работы кабелей весьма разнообразны. Окружающая их среда может характеризоваться высокими температурами (до 200-250°С) и давлениями (свыше 100 МПа), наличием химически агрессивных веществ в промывочной жидкости, присутствием нефти и газа в стволе скважины и неравномерностью сечения ствола необсоженной скважины.

В трехжильных кабелях с оплеточным и шланговым покрытием механическую нагрузку несут токонесущие жилы, в бронированных кабелях – верхняя двухслойная броня.

Каждому типу кабеля присвоен шифр, в котором первая буква (К) означает «кабель», вторая (Г) – «геофизический», цифра (1,3,7) – число жил в кабеле, следующее двухзначное число – разрывное усилие кабеля в килоньютонах (кН), второе число – теплостойкость кабеля в °С. Например, КГ1-24-180 расшифровывается следующим образом: кабель геофизический, одножильный, номинальное разрывное усилие 24 кН, максимальная рабочая температура 180°С. Буквы в конце шифра означают: «Ш» - шланговая оболочка; «М» - маслостойкий; «ВО» - в оплетке из волокнистого материала, например КГ3-70Ш, КГ3-18-70ШМ.

Наиболее широкое распространение получили бронированные кабели (рис. 195), которые позволяют проводить все виды геофизических работ, выполнять их в условиях больших температур и давлений и в скважинах с высокой плотностью промывочной жидкости. Бронированные кабели имеют малые диаметр и массу, отличаются невысокой стоимостью изготовления и длительным сроком эксплуатации

IV. Инклинометрия

Скважины проектируются либо вертикальными, либо наклонно-направленными. В процессе бурения ствол скважины отклоняется от заданного направления по ряду причин геологического и технического характера. Фактическое отклонение оси скважины от вертикали в каком-либо направлении называется искривлением скважины. Оно определяется углом искривления ψ и магнитным азимутом искривления (рис.142). Угол наклона скважины заключен между осью скважины и горизонтальной плоскостью и равен $90^\circ - \psi$. магнитный азимут искривления – угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, взятой в сторону увеличения глубины скважины. Плоскость, проходящая через вертикаль и ось скважины в определенном интервале глубин, называется плоскостью искривления.

Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров.

Измерение угла и азимута искривления скважины выполняется специальными приборами – инклинометрами, которые можно объединить в три группы: 1) инклинометры с дистанционным электрическим измерением; 2) фотоинклинометры; 3) гироскопические инклинометры. В инклинометрах первые двух групп элементы искривления скважины определяются с помощью земного магнитного поля и силы тяжести. Работа инклинометров третьей группы основана на гироскопическом эффекте.

Инклинометры с дистанционным электрическим измерением.

Наиболее распространенными инклинометрами этой группы являются приборы дискретного действия типа КИТ и КИТА, работающие с одножильным кабелем. Принцип действия главной механической части этих инклинометров один и тот же.

Главная механическая часть приборов – вращающаяся рамка, ось которой совпадает с главной осью инклинометра (рис.143). Центр тяжести рамки смещен так, что плоскость ее всегда располагается перпендикулярно к плоскости искривления скважины. В рамке помещаются датчики азимута и угла искривления скважины.

Датчик азимута представляет собой буссоль, магнитная стрелка которой перемещается над круговым реостатом. Буссоль подвешена на двух закрепленных в

рамке полуосях так, что острие, на котором вращается магнитная стрелка, располагается вертикально, а колодка с азимутальным реохордом – горизонтально. При измерении азимута магнитная стрелка установленными на ней пружинными контактами соединяет токопроводящее кольцо с одной из точек реохорда. В измерительную цепь вводится участок азимутального реохорда, сопротивление которого пропорционально величине азимута искривления.

Датчик угла искривления состоит из дугового реостата, расположенного против конца стрелки отвеса, с которым скреплена стрелка. Отвес и стрелка находятся в плоскости искривления, перпендикулярной к оси рамки. При вертикальном положении прибора конец стрелки отвеса находится против начала реохорда. При наклоне прибора стрелка отклоняется относительно этого положения на угол, равный углу отклонения скважины от вертикали. При замыкании токовой цепи конец стрелки прижимается к угловому реохорду. В измерительную цепь при этом вводится участок углового реохорда, сопротивление которого пропорционально величине угла искривления.

Электрическая схема инклинометров КИТ иКИТА приведена на рис. 144. Сопротивления $R_{уг}$ и $R_{аз}$ через балластное сопротивление R_1 подключаются к четвертому плечу моста через центральную жилу кабеля и его оплетку. Разности потенциалов, снимаемые с реохордов $R_{уг}$ и $R_{аз}$ и пропорциональные углу и азимуту искривления скважины, фиксируются на поверхности мостовой компенсационной схемой. Мост уравнивается реохордом R_2 . Отсчет азимутов и углов искривления производится непосредственно по градуированной шкале. Переключение позиций для измерения угла и азимута, контрольного определения полных сопротивлений реохордов и компенсация сопротивления жилы кабеля выполняются посредством электромагнита ЭМ и разрядника Р. При транспортировке приборов подвижные части рамки арретируются.

Разработанный во ВНИИ нефтепромгеофизике цифровой инклинометр непрерывного действия ИН1-721 позволяет вести непрерывную регистрацию элементов искривления скважин со скоростью до 1000 м/ч.

Кожухи всех инклинометров латунные или из немагнитной стали. Они заполняются на 75% объема смесью трансформаторного масла с лигроином или керосином для смазки узлов и обеспечения затухания движения частей переключающего механизма и измерительной части прибора. Измерение угла и азимута искривления этими инклинометрами возможно только в незакрепленных скважинах. В скважинах, обсаженных стальными колоннами, можно измерять только угол искривления.

Погрешности определения угла и азимута искривления скважины связаны с нарушением изоляции цепей и жил кабеля, отклонением силы тока питания от требуемого значения, непараллельностью осей инклинометра и скважины, недостаточно точной регулировкой механических и электрических схем прибора. Непараллельность осей скважины и прибора обусловлена наличием каверн и глинистой корки неравномерной толщины на стенках скважин. Для уменьшения погрешностей измерения ψ и α в последнем случае увеличивают длину прибора путем присоединения к нему удлинителя, который служит в качестве груза и

позволяет удерживать прибор параллельно оси скважины. Сопротивление изоляции цепей прибора и жил кабеля должно быть не менее 2 МОм.

Фотоинклинометры

В инклинометрах этого типа показания угла и азимута искривления не преобразуются в электрические сигналы, а фотографируются на киноплёнку.

Наиболее широкое применение нашёл фотоинклинометр ИФ-6, который рассчитан на работу при температуре до 80-100°C и давлении до 60 МПа с одножильным кабелем. Замеры фотоинклинометром являются фотодокументом. Это основное преимущество его перед дистанционными электрическими инклинометрами, так как здесь исключены погрешности, имеющие место при измерениях электрических сигналов, передаваемых по линии связи на расстояние.

По оперативности исследования скважин фотоинклинометры уступают приборам с дистанционным измерением, поэтому в производстве они получили значительно меньшее распространение.

Гироскопические инклинометры

Конструкция гироскопического инклинометра основана на свойстве гироскопа с тремя степенями свободы при вращении неизменно сохранять заданное первоначальное направление своей оси в пространстве. Заданное направление оси гироскопа может служить исходным ориентиром для определения направления отклонения оси скважины от вертикали. Угол искривления измеряется с помощью отвеса или более сложного устройства, содержащего гироскоп (гиромаятник, стабилизатор горизонта).

Гироскопические инклинометры (ИГ-2, ИГ-50, ИГ-70, «Шахтер», СИ-3 и др.) используются для определения элементов искривления рудных скважин, в разрезах которых естественное магнитное поле Земли искажено аномальными магнитными полями. Инклинометры с гироскопом позволяют производить непрерывную автоматическую запись элементов искривления скважины со скоростью до 1800м/ч.

Недостаток гироскопических инклинометров – смещение оси гироскопа от заданного направления (прецессия оси) во время измерений из-за влияния трения. Это затрудняет создание гироскопического инклинометра с малым наружным диаметром для исследования глубоких нефтяных и газовых скважин.

Градуирование инклинометров

Перед измерениями в скважине необходимо проверять правильность показаний инклинометра. Градуировка прибора заключается в согласовании значений магнитного азимута и угла искривления скважины, получаемых инклинометром, с их заданными значениями.

Для задания определенных азимута и угла искривления используют установочный стол УСИ-2. Стол с зажимом для инклинометра имеет две оси вращения – горизонтальную и вертикальную. Чтобы задать инклинометру положение в том или ином азимуте, его вращают в зажиме около вертикальной оси до получения нужного показания на лимбе; угол искривления задается вращением зажима около горизонтальной оси, где имеется шкала для отсчета угла.

Перед градуировкой стол регулировочными винтами устанавливается в горизонтальное положение. Углы искривления, задаваемые на установочном столе, контролируются более точным прибором – угломером-квадрантом. При градуировке инклинометров вблизи (до 5 м) не должно быть предметов из магнитных материалов.

V. Кавернометрия

При бурении диаметр долота зависит от конструкции скважины. Если диаметр пробуренной части ствола скважины соответствует диаметру долота или коронки, то его называют номинальным. Однако в разрезе различной литологии фактический диаметр скважины d_c не всегда является номинальным и может быть больше или меньше диаметра долота. Номинальный диаметр d_n отмечается в плотных непроницаемых породах. Увеличение диаметра ($d_c/d_n > 1$) – образование каверн характерно для глинистых пород и песков, уменьшение ($d_c/d_n < 1$) – для пород-коллекторов, в которые проникает фильтрат промывочной жидкости. Сужение диаметра скважины обусловлено возникновением глинистой корки на стенках скважины в результате фильтрации промывочной жидкости в пласты. Толщина глинистой корки зависит от физико-химических особенностей промывочной жидкости, а также от коллекторских свойств пород и может достигать 2-4 см.

Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для проведения следующих операций: 1) расчета объема затрубного пространства при определении количества цемента, требующегося для цементирования обсадных колонн; 2) выявления наиболее благоприятных участков скважин для установки башмака колонны, фильтров или испытателя пластов; 3) контроля состояния ствола скважины в процессе бурения; 4) количественной интерпретации данных комплекса промыслово-геофизических методов (БЭЗ, нейтронных и др.); 5) уточнения геологического разреза скважины (определение литологии, выделение коллекторов и др.).

Фактический диаметр скважины измеряется *кавернометрами*. Кривая фактического измерения диаметра скважины в масштабе глубин называется *кавернограммой*.

Ствол скважины в сечении не всегда является кругом. Несоответствие формы сечения ствола необсаженной скважины кругу свидетельствует о наличии желобов, которые образуются из-за ее искривления, воздействия на стенки замковых соединений бурового инструмента.

В колоннах, опускаемых для крепления скважины, могут возникать деформации, обуславливающие изменение кругового сечения труб и их первоначальной диаметр, за счет неравномерных механических напряжений по сечению колонны и в результате проведения пострелочно-взрывных работ.

Измерение диаметров необсаженных и обсаженных скважин одновременно в нескольких вертикальных плоскостях производится скважинными *профилемерами*. Обычно измеряют изменения диаметров скважин в двух взаимно

перпендикулярных плоскостях. Но есть приборы для измерения диаметра скважины в трех и четырех плоскостях.

Данные профилометрии необсаженных скважин необходимы для разработки мероприятий по нейтрализации прихватоопасных желобов, уточнения объема затрубного пространства при цементировании обсадной колонны точной интерпретации кривых контроля цементирования скважин.

VI. Каротажно – перфораторные подъемники

Спуск и подъем геофизических приборов в скважину осуществляется с помощью специального спускоподъемного оборудования. Автомобиль с установленным на нем спускоподъемным оборудованием, имеющим привод от автомобильного двигателя, носит название самоходного каротажно – перфораторного подъемника. При геофизических работах используются спускоподъемные механизмы стационарного типа с приводом от электродвигателя. Лебедка подъемника служит для размещения геофизического кабеля, в зависимости от типа и длины последнего имеются подъемники различных типов и конструкций.

Устье скважины для спускоподъемных операций геофизических приборов оборудуется различными типами блок – баланса, служащего для направления кабеля в устье скважины. Блок – балансы бывают рамочные, трубные, подвесные геофизических работ. Основным элементом блок – баланса – это мерный ролик с датчиком глубин для измерения длины опускаемого в скважину кабеля. Необходимым элементом устьевого оборудования в процессе спускоподъемных операций служит датчик натяжения кабеля.

VII. Каротажный подъемник ПКС -5-04

Подъемник ПКС-5-04 представляет собой единый алюминиевый клепанный каркасный кузов, установленный на удлиненном шасси автомобиля повышенной проходимости УРАЛ 4320-1912-30 (двигатель ЯМЗ -238) и разделенной теплоизолирующей перегородкой на два отсека: лабораторный и лебедочный.

Основные параметры.

Наименование параметра

Значение

Наибольшая глубина исследования скважин, 5000мм

Наибольший диаметр каротажного кабеля, наматываемого на барабан, 12,1мм

Вместимость скоростей движения кабеля при среднем диаметре

намотки на барабан лебедки СПА, 80...10000м/ч

Тяговое усилие кабеля на двух рядах намотки барабана лебедки СПА:

- максимальное, 60кН

- при максимальной скорости движения кабеля, 14кН

Тип привода лебедки СПА

механический/ гидравлический

Способ укладки кабеля на барабан лебедки СПА автоматический

Питание электрических цепей:

- род тока
переменный
- напряжение, 220-33+22В
- частота, 50_+1Гц
- потребляемая мощность, 3кВт, не более

Длина силового кабеля для подключения к системе энергоснабжения скважины, м 50

Длина кабеля заземления, 50м

Габаритные размеры:

- длина 9000мм
- ширина 2500мм
- высота 3800мм

Масса полностью укомплектованной станции, 20300кг, не более

Дополнительные оборудование

- галогенные прожектора 2 шт., -задние двери
- распашные контейнерного типа,
- контейнер для перевозки скважинных приборов 2 шт., -дополнительный
- топливный бак на 200 л
- подвесной контейнер для перевозки (сертифицирован),
- радиоактивных изотопов,
- покраска кузова и кабины водителя
- измерительное устройство ЛОТ-4М 1 шт., эпоксидной
- краской STANDOX,
- электронный пульт управления,
- дизель - генератор 220 В, 6-8 кВт,
- навес над кабиной водителя (дополнительное кондиционер «тепло-холод»,
специальное место),
- печь СВЧ, телевизор, радиоприемник, холодильник
- сушильный шкаф,
- умывальник с емкостью для воды,
- раскладной диван на два спальных места,
- стойка аппаратная алюминиевая,
- жидкостной отопитель типа ВИБАСТА,
- источник питания – током,
- ПЭВМ, термоплоттер.

Наземные регистрирующие системы ГИК и программное обеспечение:

Геофизический информационный комплекс ГИК предназначен для выполнения комплекса ГИС на современном уровне, как с использованием имеющегося парка геофизических приборов, так и с вновь разрабатываемыми скважинными приборами при строительстве, эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а также при решении задач рудной, угольной и гидрогеологии.

В состав ГИК входят:

- геофизический регистратор нового поколения "Гектор";
- блок контроля каротажа (БКК);

источник питания постоянного тока "Гекат-300-1";
источник питания переменного тока "Актор-300-0,5";
термоплоттер "PRINTREX";
осциллограф С1-131;
промышленный компьютер (вариант ГИК-2) или notebook "Sony" (вариант ГИК-1);
программное обеспечение LOG (DOS, Windows).

Контрольные вопросы:

1. Какие геофизические лабораторий используемые при исследовании скважин, вы знаете?
2. Объясните принцип работы аналоговой каротажной лаборатории.
3. Расскажите о задачах, решаемых лабораторией геолого-технологических исследований.
4. Расскажите об особенностях компьютеризированной лаборатории.
5. Расскажите о других типах геофизических лабораторий.
6. Как вы себе представляете подготовку к проведению геофизических работ?
7. Какие требования предъявляются к скважинным приборам?
8. Расскажите об устройстве приборов электрического каротажа.
9. Расскажите об устройстве приборов радиоактивного каротажа.
10. Расскажите об устройстве приборов акустического каротажа.
11. Какие другие скважинные приборы вы знаете?
12. Расскажите об устройстве и назначении каверномера, профилемера.
13. Расскажите об устройстве и назначении электротермометров.
14. Расскажите о назначении и принципе работы инклинометров.
15. Расскажите о приборах контроля качества цементирования эксплуатационных колонн.
16. Расскажите об автономных приборах и их применение на вашем предприятии.
17. Расскажите о назначении и устройстве пробоотборников.
18. Расскажите о преимуществах комплексных приборов.
19. Каково назначение каротажного кабеля?
20. Расскажите об устройстве механических и электрических параметрах бронированных кабелей.
21. В чем состоит преимущества бронированных кабелей перед оплеточным и шланговым кабелями?
22. Расскажите о назначении и устройстве кабельных наконечников.
23. Расскажите о технологии заправки кабеля в коллектор лебедки и кабельную головку.
24. Расскажите о работе спускоподъемного механизма при производстве геофизических работ.
25. Расскажите об устьевом оборудовании.
26. Расскажите об устройствах контроля глубин, натяжения кабеля, скорости.
27. Расскажите об устройстве сельсинной передачи.

Раздел 2 Организация и производство геофизических работ.

Занятие 11 (2 часа)

Тема 2.1 Организация геофизических работ.

План:

- I. Организация геофизических работ.***
- II. Геофизические работы в системе нефтяной промышленности.***
- III. Основные условия поведения работ.***

- IV. Техническая оснащенность и обустройство геофизического предприятия.*
- v. Организация и нормирование труда.*
- VI. Организация материально – технического снабжения.*
- VII. Организация вспомогательного производства.*

I. Организация геофизических работ

Геолого-технологическое и геофизическое исследование в процессе бурения скважин, испытание пластов и исследования в действующих, а так же прострелочно-взрывные работы в нефтяных и газовых скважинах осуществляется специализированными комплексными геофизическими отрядами (партиями).

Специализированные отряды выполняют какой либо один вид работ (каротажные, перфораторно - торпедировочные, геолого-технологическое, испытание пластов, исследования действующих скважин и т.п.), а комплексные партии – несколько видов, например геофизические исследования, отбор образцов пород и испытания перспективных интервалов.

Промыслово - геофизическая партия в организационном плане представляет собой передвижную бригаду специалистов различных категорий и квалификации (начальник партии, геофизик, оператор, техник-оператор, машинист, моторист, каротажник - перфораторщик, оператор по испытанию), непосредственно выполняющих общее производственное (геологическое) задание. Таким образом, коллективы геофизических партий (отрядов) делают работу по единому заданию (наряд-маршрут) с применением бригадной формы организации труда, что позволяет объединить усилия всего коллектива на решение конечной задачи.

В последние годы бурно развивается нефтяная промышленность Западной Сибири. Учитывая эту специфику, геофизические тресты, работающие на этой территории («Нижневартоннефтегеофизика», «Спецнефтегеофизика», «Сургутнефтегеофизика», «Ноябрьскнефтегеофизика» и др.) объединены в Управление Запсибнефтегеофизика, которое непосредственно подчиняется Главному производственному управлению промысловой и полевой геофизики Министерства нефтяной промышленности. Для успешного развития нефтяной промышленности Западной Сибири оказывается помощь со стороны более развитых, обустроенных нефтяных районов. Нефтяники Башкирии, Белоруссии, Татарии и других регионов вносят свой вклад в ускоренное освоение недр крупнейшего региона страны.

Организационная структура геофизических служб Министерств нефтяной, газовой промышленности и геологии СССР близки между собой, но имеются различия. Основной организационной формой предприятий в Мингео СССР являются экспедиции, а в Миннефтепроме и Мингазпроме – геофизические тресты и конторы. Различия наблюдаются также и в структуре выполняемых работ. В Мингео и Мингазпроме испытание пластов трубными испытателями выполняется буровыми организациями, тогда как в Миннефтепроме эта служба входит в структуру геофизических предприятий.

В последние годы в системе Миннефтепрома развивается служба геолого-технологических исследований в процессе бурения, которая организационно вхо-

дит в состав геофизических предприятий, а геолого-технологические исследования включены в общий комплекс исследовательских работ.

На предприятиях Миннефтепрома широко используется прогрессивная форма организация труда – бригадный подряд. Рациональная организация труда работников партии – оптимальная расстановка исполнителей на отдельных этапах цикла, совмещение обязанностей, взаимозаменяемость – имеет важное значение в повышении производительности труда и качества выполняемых работ.

Бригадная форма труда развивает у членов бригады чувство коллективизма, товарищеской взаимопомощи, активность, способствует воспитанию коммунистического отношения к труду, развитию демократических начал в управлении производством, укреплению трудовой дисциплины, повышению квалификации и творческой инициативы, стабилизации коллектива.

II. Геофизические работы в системе нефтяной промышленности.

В системе нефтяной промышленности организацию и управление геофизическими работами осуществляет Главное производственное управление промысловой и полевой геофизики Миннефтепрома. Управлению подчинены производственные геофизические тресты, объединяющие геофизические предприятия республик, областей, краев, организуемые по административно-территориальному принципу.

Основной организационной формой геофизических предприятий является промыслово-геофизическая контора

(ПГК), объединяющая на договорных началах с буровыми и нефтедобывающими организациями производство геофизических работ в данном районе. Промыслово - геофизическая контора выполняет весь цикл работ: прием заказов, проведение геофизических работ, обработку и интерпретацию результатов, выдачу заключений и графических материалов заказчика. При геофизических конторах имеется небольшая вспомогательная служба (аппаратная, зарядная и механическая мастерские, гараж), обеспечивающая производственные партии исправной аппаратурой и оборудованием. Диспетчерская группа своевременно принимает заказы и организует оперативное обеспечение бурящихся и действующих скважин геофизическими работами. В крупных геофизических конторах в основных нефтяных районах организуются опытно - методические и тематические партии, которые отрабатывают новую методику и технологию исследований, осваивают прогрессивные методы ведения работ, совершенствуют и внедряют новую технику в производство.

ПГК, экспедиции и отдельно действующие промыслово - геофизические партии области, края, республики подчинены геофизическому тресту. Геофизические партии, экспедиции, конторы, тресты и Главнефтегеофизика проводят повседневную работу по организации бесперебойного круглосуточного исследования скважин.

Объектом исследования или других геофизических работ является скважина, принадлежащая буровым, геологоразведочным организациям или НГДУ. Поэтому геофизические работы выполняются подрядным способом по заявкам этих организаций. Оперативность и эффективность решения поставленной

задачи во многом зависят от организационного совершенства и взаимоотношений заказчика и подрядчика, подготовленности скважины к геофизическим работам, полноты комплекса исследований к своевременности их выполнения.

III. Основные условия проведения работ

Взаимоотношения между организациями-заказчиками и геофизическими организациями регламентируются Основными условиями производства промыслово - геофизических работ. Объем геофизических работ, подлежащий выполнению, определяется в договоре в соответствии с утвержденными планами бурения, добычи и согласованным с геологической службой комплексом промыслово-геофизических исследований.

О подлежащих для выполнения исследованиях геологической службой подается заявка, в которой указываются номер скважины, ее глубина, характер и объем работ, сведения о техническом состоянии скважины, время начала работ и фамилия ответственного представителя - заказчика на весь период работ.

До приезда геофизической партии скважина подготавливается к работам в соответствии с технической инструкцией. Основные условия производства промыслово - геофизических работ предусматривают порядок расчета между сторонами за выполненную работу, а также имущественную ответственность сторон в случае нарушения предусмотренных договором условия их взаимоотношений.

После выполнения геофизических работ на скважине составляется акт, определяющий объем произведенных работ. Акты являются документами на основе которых проводятся учет и оплата выполненных работ.

IV. Техническая оснащенность и обустройство геофизического предприятия.

Геофизическое предприятие выполняет весь цикл геофизических работ начиная от приема заявок, исполнения работ до выдачи рекомендаций, заключений и графического материала по результатам их выполнения.

Оперативное, достоверное решение поставленных технологических и геологических задач возможно только при достаточном техническом оснащении производственных отрядов высокой организации подготовки аппаратуры и оборудования, работ на скважине и обработки результатов.

Для обеспечения производственных партии техническим осмотром, эталонировкой и ремонтом аппаратуры, оборудования и материально-техническим снабжением на предприятии создают каротажное депо для профилактического осмотра, текущего и среднего ремонта подъемников, лабораторий, станций, кабеля и т.д., метрологическую службу, аппаратурную, механическую, авторемонтную и столярную мастерские для ремонта наладки аппаратуры, оборудования и изготовления отдельных запасных частей, зарядную мастерскую для подготовки и зарядки протрелочных аппаратов, гараж-профилокторий и закрытую стоянку для мойки, чистки и смазки автомобильного транспорта, склад радиоактивных веществ для хранения нейтронных источников и других радиоактивных веществ,

вычислительный центр для обработки результатов исследований, склады, боксы для партии и другие помещения.

Геофизические предприятия оснащаются типовыми поверочными устройствами для каждой группы аппаратуры по методам. С учетом условий обслуживания заказчиков при достаточном объеме работ при конторе создаются специализированные группы партии по направлениям: геолого-геохимические, технологические и геофизические. Для исследования проб пластовых флюидов, шламы, отобранных в скважине образцов пород создают стационарные геохимические лаборатории. Для проверки работы аппаратуры и контроля ее метрологических характеристик не посредственно на базе обустраиваются специальные контрольные скважины, на которых периодически проверяются скважинные приборы в идентических неизменных условиях. Те из них, у которых находят отклонения от стандартов бракуются и передаются в аппаратурные мастерские для наладки и последующий их поверки. Наряду с оснащением необходимой контрольно-измерительной аппаратурой, механизацией трудоемких процессов, обеспечением достаточными площадями для различных технологических звеньев, немаловажное значение имеет соответствующее оформление рабочих мест, мастерских, лабораторий и территорий предприятия.

Установлено, что цветовое восприятие человеком различно. Некоторые цвета бодрят, стимулируют активную деятельность, создают иллюзию согревания, тепла или уменьшают физическое напряжение, регулируют ритм дыхания, успокаивают пульс, создают иллюзию прохлады. Освещение рабочих поверхностей должно быть таким, чтобы глаз без напряжения мог отчетливо различать необходимые для работы детали, а осветительные приборы для искусственного освещения должны располагаться так, чтобы глаз не испытал их слепящего действия, цветоцветовое оформление производственных предприятий и рабочих мест – одна из главных задач производственной эстетики.

Защитные свойства спецодежды определяются характером тканей, из которых она изготовлена. В зависимости от условий работы к ним предъявляются следующие требования: хорошие теплозащитные свойства, достаточная воздухопроницаемость, малая влагоемкость, легкость, нефтестойкость. Рабочих-нефтяников и газовиков спецодежда защищает от лучистой энергии, высоких и низких температур, кислот, щелочей, нефти, воды, пыли, газа и паров.

Общеизвестно воздействие музыки на психику человека, поэтому на производстве она может использоваться как средство, снимающее утомление, нервное напряжение и повышающее производительность труда. Она способствует ретимизации и внедрению рациональных рабочих движений. Степень вредности шума зависит от его интенсивности и спектральной характеристики; продолжительность пребывания работающего в условиях шума определяется расположением его источников относительно рабочих мест.

Зеленые насаждения-один из факторов оздоровления и улучшения условий труда. Известно, что в воздухе содержится 0.03 % углекислого газа. Незначительное увеличение его (до 0.1%) неблагоприятно влияет на человека приводит к утомлению, а со временем-к постепенному отравлению. Зеленые насаждения

поглощают вредный углекислый газ и создают благоприятные зрительные ощущения.

V. Организация и нормирование труда.

Организация труда в геофизическом предприятии – это совокупность мер, обеспечивающих наиболее рациональное использование рабочей силы и средств производства, направленных на бесперебойное выполнение промыслоо-геофизических работ в скважинах с высокими технико-экономическими показателями и высокой геологической эффективностью. Проблема оптимальной организации труда на научной основе занимает центральное место в большом круге задач организаций производства. Основными условиями успеха в работе геофизической партии являются высокая квалификация работников, культура производства, сплоченность и сработанность коллектива, использование прогрессивной техники и передовых технологических приемов. Научная организация труда НОТ – это система тесно связанных между собой мероприятий направленных на внедрение в практику работы всей отрасли и отдельных предприятия методов и форм организации труда, основанных на принципах и достижениях науки и передового производственного опыта для обеспечения наиболее высокой производительности труда, создание благоприятных условий, повышение его привлекательности.

В научной организации труда используются системы норм, нормативов и показателей, основанных на исследованиях и на передовом производственном опыте. Применяются различные величины, позволяющие определить технико-эксплуатационные возможности оборудования и аппаратуры, оптимальные условия труда, максимальное число специалистов необходимых тех или иных задач. На базе перечисленных нормативов осуществляется нормирование труда.

Формы и методы организации труда не остаются длительное время неизменными. Они непрерывно совершенствуются с учетом новейших достижений отечественной и зарубежной техники, организации производства, а также передового опыта.

Основу коллективной формы организации, оплаты и стимулирования труда составляет коллективная ответственность всех работников бригады за получение высоких конечных результатов работы и коллективное материальное заинтересованность в получении этих результатов с минимальными затратами труда и средств.

Разделение и кооперация труда. Высокая организация труда на предприятии предполагает применение эффективных форм разделения и кооперации труда. Основные формы разделения труда рабочих следующие: по признаку технологической однородности (каротажные, перфораторные, ремонтные и т.д.), операция (чистка, зарядка, разрядка, эталонирование аппаратуры и важности (основные, вспомогательные).

Форма разделения труда обуславливают определенную расстановку рабочих, т.е. их размещение в зависимости от характера выполняемой работы. По технологической однородности рабочие делятся по профессиям (мотористы, каротажник - перфораторщик, машинисты, зарядчики, электрослесари, радиомеханики). Рабо-

чие при выполнении большого объема работ делятся по специальностям (каротажник – перфораторщик, электрослесари по каверномерам, наладчик по аппаратуре электрического или радиоактивного каротажа т.д.). Разделение труда предусматривает и разделение производственных процессов на операции, закрепление постоянного рабочего места, строгое установление функции и обязанностей, недопущение обезлички в работе.

Разделение труда связано с кооперацией. Наиболее распространенной эффективной ее формой в геофизических работах является организация производственных партий, отрядов и групп. Партия, отряд, группа – это коллектив рабочих и инженерно-технических работников одинаковой или различной профессии и квалификации, организуемый для выполнения определенного производственного задания. Инженерно-технические работники и рабочие партии несут коллективную ответственность за результаты своей работы. По разделению труда между работниками и совокупности выполняемых ими операций различают специализированные и комплексные партии. Численность и квалификация рабочих специализированных и комплексных партий, отрядов и ремонтных подготовительных групп устанавливаются в зависимости от состава и объема работ, сложности, трудоемкости производственного процесса в соответствии с квалификацией.

В геофизических партиях очень важно, чтоб рабочие владели смежными профессиями. В передовых коллективах каждый рабочий-геофизик имеет водительские права и Единую книжку взрывника. В аппаратурных мастерских практикуется периодическая перестановка наладчиков геофизической аппаратуры, электрослесарей для выполнения различных видов работ по подготовке аппаратуры, с тем чтобы обеспечит взаимозаменяемость рабочих.

Режим и учет рабочего времени. В организацию режима труда входит установление продолжительности рабочего дня, числа рабочих дней в неделю, рабочих смен сутки, продолжительности обеденного перерыва внутри рабочей смены, а также чередование продолжительности работы и отдыха. В промыслово-геофизических партиях для рабочих и инженерно-технических работников установлена пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями. Учитывая специфику производства промыслово-геофизических исследований, круглосуточное обеспечение скважин исследованиями, работникам партий выходные дни устанавливается по скользящему графику: одни партии отдыхают в субботу и воскресенье, другие в воскресенье и понедельник и т.д. График работы и отдыха партии утверждается руководителем предприятия по согласованию с профсоюзной организацией.

Норма рабочего времени определяется путем умножения установленной законом продолжительности рабочего дня на число рабочих дней в данном учетном периоде по календарю. Время, отработанное сверх этой нормы, считается сверхурочным.

Рабочее время согласно классификации делится на время работы и перерыва. Время работы – это период, в течение которого рабочий производит действия, связанные с выполняемым им заданием. К перерывам, входящим в рабочее время, относятся перерывы для отдыха в целях предотвращения утомления (например,

при погрузочно – разгрузочных работах), производственная гимнастика, перерывы организационно-технического характера и для личной гигиены. В рабочее время не включаются перерывы, предоставленные работникам партий для отдыха после отработки нормального количества часов в течение данных суток с учетом времени следования с базы на скважину. Такие перерывы рекомендуется приурочивать к технологическим простоям партии. Например, после 7-10 часов работы каротажной партии на скважине возникла необходимость проработки ствола скважины в течение 5-7 часов.

Производительность труда – это количество продукции, которые вырабатывает рабочий в единицу времени. Производительность можно измерить

VI. Организация материально-технического снабжения

Материально-техническое снабжение представляет собой плановое обеспечение предприятий всеми видами средств производства (аппаратура, оборудование, материалы, топливо и т.д.), необходимыми для нормальной производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Работа по обеспечению предприятия материальными ресурсами начинается с определения потребности в них и составления заявок на фонды. Расчетное значение необходимого оборудования, аппаратуры и материалов устанавливается с учетом наличных ресурсов (эксплуатационного фонда, резерва), износа и нормативов для выполнения планового задания производства.

Заявки на следующий год подаются в апреле-мае предшествующего года в территориальное управление Государственного комитета СМ СССР по материально-техническому снабжению и вышестоящие организации. На основании извещения о выделяемых фондах предприятия составляют годовой и квартальные планы снабжения и спецификации фондов на конкретные виды продукции и распределяют выделенные деньги на приобретение оборудования.

На основе представленных спецификаций фондов планирующие сбытовые организации (Госплан, Союзглавприбор, Главсбыт) размещают задания на производство требуемой продукции между предприятиями-поставщиками в соответствии с установленными программами. Такое задание называется нарядом-заказом.

В соответствии с нарядами-заказами заключаются, как правило, на год хозяйственные договоры на поставку продукции. В них определяются технические характеристики поставляемой продукции, размеры, сроки и другие условия поставок, а также ответственность сторон за выполнение договорных обязательств.

Поступающие на склад предприятий материальные ценности подвергаются количественной и качественной приемке согласно действующим правилам. Все документы по приходу и расходу материальных ценностей подписываются ответственным за хранение лицом. В складских помещениях создают соответствующий режим хранения.

VII. Организация вспомогательного производства

Успех промыслово-геофизических работ в значительной мере определяет вспомогательные подразделения. Подготовка аппаратуры и оборудования, налад-

ка, проверка стандартности и метрологическая поверка, своевременный и качественный их ремонт, обеспечение партий необходимыми материалами, быстрая обработка получаемых результатов обуславливают оперативное, качественное и безаварийное обслуживание скважин.

При большом объеме работ на промыслово-геофизических предприятиях организуют аппаратурную, ремонтно-механическую, столярную, зарядную, аккумуляторную мастерские и каротажное депо.

Аппаратурная мастерская проводит ревизию состояния аппаратуры и оборудования, их профилактический ремонт, эталонировку, укомплектование запасными частями, учет работы отдельных видов аппаратуры и оборудования. При сдаче аппаратуры в ремонтную мастерскую в специальном журнале отмечаются ее техническое состояние и характер неисправности.

Для бесперебойной аппаратуры, увеления межремонтного периода ее службы и снижения расходов на ремонт применяется система планово-предупредительного ремонта(ППР). Это система предусматривает весь комплекс организационно-технических мероприятий по уходу, надзору, осмотру, проверке и ремонту аппаратуры, последовательно осуществляемых в плановом порядке по заранее разработанному графику для предотвращения аварий преждевременного износа оборудования. К показателям? Характеризующим планово-предупредительный ремонт, относятся продолжительность ремонтного цикла, межсмотровых и межремонтных периодов, продолжительность и трудоемкость ремонта: Т-М-Т-М-Т-М-Т-С-Т-М-Т-М-Т-М-К, где Т-технический (профилактический) осмотр М-малый (текущий) ремонт С-средний ремонт, К – капитальный ремонт .

Межсмотровой период – это промежуток времени между двумя осмотрами и текущим ремонтом. Межремонтный период – время работы оборудования между двумя ремонтами. Введение системы планового предупредительного ремонта предприятия предполагает учет работы оборудования и аппаратуры, составление спецификации запасных частей, норм запаса и расхода их, разработку рациональных и технологических процессов ремонта, проверки, наладки и эталонировки аппаратуры, установления технически обоснованных норм времени на все виды ремонтных работ.

В случае централизованной (обезличенной) эксплуатации скважинной аппаратуры аппаратурная мастерская совместно с диспетчерской службой выполняет выдачу и приемку аппаратуры геофизической партии для работы на скважине. Техническая оснащенность, квалификация работников аппаратурной мастерской и организация службы ремонта и наладки аппаратуры во многом определяют качество и производительность геофизических исследований на буровой.

Геофизическое оборудование установлено на автомобилях, и поэтому четкое обслуживание скважин зависит также и от технического состояния их двигателя, ходовой части, а также привода спускаподъемного механизма и специальных агрегатов.

Ремонтно – механическая мастерская, каротажное депо и аккумуляторная мастерская обеспечивают техническую исправность и нормальное содержание оборудования. Зарядная мастерская оснащает производственные партии исправной заряженной прострелочной аппаратурой. Зарядной мастерской ведется учет работы прострелочной аппаратуры, проводятся опытные отстрелы для выяснения эффективности прострелочных аппаратов, зарядов, детонирующего шнура, взрыв – патронов, выбраковка изношенных аппаратов и непригодных к использованию взрывчатых материалов. В зарядной мастерской учитывается расход ВМ в целом по предприятию.

Диспетчерская служба - это важное звено связи и управления между геофизическим предприятием и заказчиком в оперативном обслуживании скважин.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите об организационной структуре геофизической службы в нефтяной и газовой отраслях.
2. Какие главные вопросы отражены в основных условиях производства геофизических работ?
3. Какие требования предъявляются к техническому оснащению и обустройству геофизического предприятия?
4. Какие требования предъявляются к скважинным приборам с точки зрения стандартности и метрологического обеспечения?
5. Расскажите о конструкции контрольных скважин.
6. Расскажите об организации вспомогательного производства.
7. Расскажите о системе учета рабочего времени.
8. Расскажите о результатах вашего предприятия по улучшению технического оснащения, организации производства для повышения производительности труда и качества получаемых результатов.

Занятие 12 (2 часа)

Тема 2.2 Производство промыслово-геофизических работ.

План:

- I. Подготовка скважин к геофизическим работам.*
- II. Геолого-технологические и газокаротажные исследования.*
- III. Подготовительные работы на базе.*
- IV. Подготовка транспорта и переезды.*
- V. Проведение геофизических работ на скважине.*
- VI. Каротажные работы.*
- VII. Работа с испытателями пластов.*
- VIII. Прострелочные и взрывные работы.*
- IX. Аварии и оставление приборов в скважине.*
- X. Заключительные работы.*

I. Подготовка скважин к геофизическим работам.

Так как объектом промыслово – геофизических исследований является скважина, успех и конечные результаты выполнения поставленной задачи во многом

зависят от качества подготовки скважины и бурового оборудования к предстоящим работам.

Геолого-технологические исследования приводят непосредственно в процессе бурения. Ряд технологических датчиков устанавливаются непосредственно при монтаже бурового оборудования, и от места и качества их расположения во многом зависит успех технологических исследований. Таким же образом подготовка системы обвязки, отбора газа и шлама из потока ПЖ во многом определяет достоверность геологических исследований в процессе бурения. Эти подготовительные работы выполняются буровой бригадой с привлечением специалистов по автоматизации и геофизике.

Геофизические исследования выполняются при остановках бурения спуском в скважину специальных аппаратов, и в этом случае подготовка скважины должна обеспечить их беспрепятственный спуск и подъем по ее стволу без осложнений в течении времени, необходимого для проведения намеченного комплекса исследований.

Основными элементами подготовки бурящихся скважин к ГИС являются: вскрытие перспективных интервалов с минимально допустимыми репрессиями на пласт качественной промывочной жидкостью для сохранения первоначальной характеристики коллекторов в прискважинной зоне пласта, проработка ствола скважины долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов, мест сужений, сальников и пробок, приведение параметров ПЖ в соответствие с требованием геолого-технического наряда на строительство скважины, обеспечение однородности ПЖ по всему стволу.

Перед испытаниями пласта трубным испытателем в открытом стволе определяется безопасное время стояния бурильного инструмента без движения в интервале испытания.

Прострелочные работы для вторичного вскрытия продуктивных пластов требуют отчистки стенки эксплуатационной колонны от цементной корки, а перед повторной перфорацией колонна рейберуется и шаблонируется.

Устье скважины оборудуется в соответствии с действующими инструкциями в зависимости от типа и назначения скважины (бурящаяся, эксплуатационная, нагнетательная), вида условий выполняемых работ (геофизические исследования, испытание пласта, перфорация и т.п.). В действующих скважинах в зависимости от того, проводятся ли геофизические работы через подъемные трубы или межтрубное пространство, соответственно подготавливается и устье скважины. Буровая должна иметь подъездную дорогу, обеспечивающую беспрепятственный проезд к ней каротажной станции и транспортировку необходимого оборудования. Перед буровой подготавливается рабочая площадка для установки на ней каротажного подъемника и лаборатории. Все посторонние предметы между устьем скважины и рабочей площадкой удаляются. Пол буровой и мостки очищаются от грязи. Бурильный инструмент и инвентарь размещаются так, чтобы не мешать проведению намеченных геофизических работ. У края площадки оборудуется точка силовой электрической сети для подключения каротажной станции.

Необходимым условием подготовки скважин к геофизическим работам является включение намечаемых геофизических работ в проектно-сметную документацию и геолого-технический наряд на строительство скважины.

II. Геолого-технологические и газокаротажные исследования

К геолого-технологическим относятся круглосуточные исследования скважины в процессе бурения, выполняемые геофизическими отрядами. Комплекс ГИС включает: определение глубины забоя, исследование параметров ПЖ, оценку количества и состава газа, попавшего в ПЖ при разбуривании пласта, измерение параметров, характеризующих режим бурения (механическая скорость, уровень ПЖ в емкостях, плотность, температура, проводимость ПЖ на входе и выходе скважины, вес на крюке и нагрузка на долото, частота вращения и тормозящий момент на роторе и др.), отбор и исследование шлама.

Станция геолого-технологических исследований устанавливается на ровной площадке на территории бурящейся скважины с учетом требований техники безопасности, удобства обзора и связи с буровой, удобства и надежность прокладки соединительных кабелей к технологическим датчикам и газовоздушной линии, отбора шлама выбуренной породы.

Собранная информация обрабатывается непосредственно на буровой вручную или в автоматическом режиме при наличии в комплексе станции ГТИ ЭВМ. Вся получаемая информация передается буровой бригаде и технологической службе УБР для оперативной корректировке элементов технологии бурения, остановки бурения для отбора керна, проведение геофизических исследований и испытания пластов. Отличительная черта геолого-технологических исследований состоит в том, что их невозможно воспроизвести (повторить); в случае плохой организации работ, поломки оборудования, аппаратуры, нерастопности или низкой квалификации операторского состава информация теряется безвозвратно. Геолого-технологическая информация, полученная в процессе бурения, это основа программирования дальнейших исследовательских работ в скважине.

В последнее время в Западной Сибири организуются комплексные каротажно-технологические партии, закрепляемые за скоростными буровыми бригадами в эксплуатационном бурении и выполняющие весь цикл работ по геолого-технологическим и геофизическим исследованием в скважинах. Такая организация работ существенно повышает скорость бурения, выработку партии, удлиняет срок работы оборудования и приводит к экономии горюче-смазочных материалов.

III. Подготовительные работы на базе.

Для выезда в скважину геофизическая партия выполняет подготовительную работу на базе в зависимости от состояния техники, вида и объема работ.

Подготовительные работы входит получение и оформление документации (наряд-маршрут, путевой лист, сведения, градуировочные данные аппаратуры и др.), проверка технического состояния каротажного подъемника, лаборатории, кабеля, скважинной аппаратуры, погрузка и укрепление скважинной аппаратуры

и другого необходимого оборудования, проверка наличия необходимого количества расходных материалов (изоляционные материалы, фотореактивы и др.), инструмента и контрольно-измерительной аппаратуры.

Подготовка подъема осуществляется путем его внешнего осмотра, проверки отдельных узлов в действии. Кабель оценивается с точки зрения целостности токопроводящих жил и их изоляции. Исправность скважинной аппаратуры устанавливается в ходе ее проверки на стенде в аппаратной мастерской. В лаборатории каротажной станции проверяется токовой цепи и измерительных каналов путем подключения скважинной аппаратуры или поверочных приборов имитирующих работу лаборатории на скважине.

После проверки аппаратуры партия получает нейтронный источник, прострелочную аппаратуру и заряды (в случае выезда на радиоактивный каротаж или перфорацию), проверяет наличие необходимых расходных материалов, проводит погрузку и укрепление оборудования и аппаратуры, выясняет состояние проездных путей и маршрут, путевой лист, выясняет состояние проездных путей и маршрут исследования на скважину.

IV. Подготовка транспорта и переезды

Основным видом транспорта геофизических партий является автомобиль высокой проходимости. Несмотря на то что сеть автомобильных дорог в нашей стране расширяется довольно быстро, водителям геофизических партий, особенно в условиях разведки, приходится работать в сложных дорожных условиях. Квалификация, опыт, соблюдение водителями правил вождения автомобиля определяют успех быстрого и безаварийного проезда на скважину.

Проходимость автомобиля – это эксплуатационно - техническое свойство, определяющее возможность использования его по бездорожью и на дорогах с плохим покрытием. Водитель, знающий возможности своего автомобиля, может более эффективно эксплуатировать его и выбирает наиболее рациональный способ повышения проходимости. В процессе движения на труднопроходимых участках водитель включает передний ведущий мост. Это позволяет максимально использовать массу всего автомобиля для повышения сцепления с дорожным покрытием. На труднопроходимых участках пользуется и пониженными передачами, так как тяговая сила, развиваемая ведущими колесами на повышенных передачах, оказывается не достаточной для преодоления сил сопротивления качению. Улучшение качества сцепления шин ведущих колес с дорогой на сильно загрязненных и заснеженных участках, а так же слабых грунтах достигается применением систем регулирования давления воздуха в шинах колес на ходу автомобиля.

V. Проведение геофизических работ на скважине

После приезда на скважину персонал партии знакомится с состоянием подготовленности ее к геофизическим работам и определяет последовательность исследования и операции совместно с ответственным представителем заказчика.

Подъемник устанавливается на 20-40 м от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальной и перпендикулярной к направлению оси устья скважины. После установления подъемник затормаживается, под колеса подкладываются клинья.

На устье скважины устанавливается и надежно закрепляется или подвешивается на крюки блока вышки ролик таким образом, чтобы его средняя плоскость была направлена на середину барабана лебедки, а кабель опускался в скважину по ее оси. Подготавливается лебедка подъемника и ее привод так, как указано в § 99.

Лаборатория и подъемник подключаются к электрической сети или генераторной группе и заземляются отдельными заземлениями. Разматываются соединительные провода; лаборатория, подъемник и датчик глубин соединяются между собой. К кабелю присоединяется глубинный прибор и проверяется работа всей схемы в целом на поверхности.

Спуск кабеля. Глубинные приборы спускаются в скважину при помощи имеющегося на буовой приспособления для подъема тяжестей. Для захвата зонда, груза или скважинного аппарата используют специальные вилки либо другие стандартные приспособления.

После спуска глубинного аппарата в устье скважины на счетчиках глубин устанавливаются показания с учетом расстояния от точки записи скважинной установки до точки отсчета глубин устья скважин (уровень стола-ротора, фланца и т.п.). После этого начинают спуск глубинного прибора и кабеля в скважину. При этом первые витки кабеля с барабаном лебедки сматываются вручную либо включается задняя скорость двигателя подъемника; в дальнейшем спуск идет под действием веса глубинного аппарата и кабеля. Скорость спуска контролируется по тахометру и регулируется торможением барабана лебедки, которое производится плавно, без рывка.

При спуска кабеля внимательно следят за перемещением скважинного аппарата и немедленно прекращают спуск в случае остановки прибора во избежание перепуска кабеля, что может привести к завязыванию «узлов» и аварии. Движение аппарата в открытом стволе скважины контролируется по натяжению кабеля, а также по отключению гальванометра, регистрирующего какой – либо параметр (ПС, КС, ГК, НГК и др). Точность показания счетчиков глубин время от времени контролируется по магнитным меткам на кабеле. Остановка последнего осуществляется с помощью тормозной системы барабана лебедки.

При установке кабеля необходимо соблюдать следующие меры предосторожности: внимательно пропускать утолщенную часть кабеля через ролик блок – баланса во избежание его соскакивания и повреждения; не допускать слишком больших скоростей спуска во избежание поломки скважинных аппаратов и образования на кабеле углов во время замедления хода и остановок прибора на встречающихся в стволе препятствиях; не допускать резких торможений кабеля, так как это может привести к соскакиванию его с ролика блок – баланса и обрыву.

При спуска кабеля в бурящуюся скважину иногда встречаются затруднения, связанные с наличием в скважине пробок, сальников, уступов и осадки. В некоторых случаях препятствия удается проходить используя оптимальную скорость

спуска прибора, грузы большой массы, удлинительные устройства к скважинным аппаратам, устройства для центрирования скважинного аппарата, специальных грузов. Если препятствия преодолеть невозможно, то глубинный прибор извлекается из скважины, и она прорабатывается повторно. В особо трудных случаях прибегают к «каротажу через инструмент». Для этого опускают в скважину бурильные трубы так, чтобы они перекрыли исследуемый интервал, через тубу спускают кабель, скважинный аппарат устанавливают в открытом интервале, приподнимают трубы и проводят измерения в открытом интервале извлекают кабель, выбрасывают одну свечу бурильных труб и операцию проторяют на следующем интервале.

При каротаже через свечи на нижний конец трубы навинчивают воронку, облегчающую вход глубинного прибора в трубы. Если препятствие находится выше интервала исследования, то «каротаж через инструмент» выполняется без подъема бурильных труб. В этом случае бурильные трубы остаются неподвижными, а кабель пропускается через них. Время от времени скважину промывает и бурильные трубы проверяют на прихват.

Подъем кабеля. Перед достижением забоя скважины выключают аппаратуру, определяют глубину забоя и сразу же начинают подъем аппарата с выполнением замера. После отрыва груза от забоя устанавливают заданную скорость подъема, зависящую от применяемых аппаратуры и оборудования, а также геологических и скважинных условий измерения.

После окончания измерений при нормальном состоянии скважины кабель поднимают с большей скоростью (до 8000 м/ч), однако во избежание его больших перегрузок нельзя допускать слишком высоких скоростей перемещения кабеля. При прохождении башмака технической колонны и других опасных интервалов скорость подъема кабеля уменьшается, в этих случаях лебедчику необходимо усилить внимание, наблюдая за натяжением кабеля и изменением показаний регистратора. При приближении скважинного аппарата к устью скорость подъема снижают до минимальной, следя за показаниями счетчика и предупредительными метками во избежание затаскивания глубинного аппарата на блок – баланс. Предупредительные метки устанавливаются на кабеле на расстояниях 20, 50 и 100 м от точки соединения его со скважинным аппаратом.

После подъема кабеля и глубинного прибора до устья их извлекают из скважины с помощью легкости. Скважинный аппарат отсоединяют от кабеля, проверяют изоляцию и целостность его жил, убеждаются в исправности скважинного прибора, аппаратуры, оборудования и готовятся к проведению следующей операции.

VI. Каротажные работы

Под каротажными работами понимают все виды геофизических исследований, выполняющихся стандартной аппаратурой, спускаемой в скважину на геофизическом кабеле, удовлетворяющей требованиям действующих инструкций и принятой методами измерений.

Электрический каротаж выполняется зондами и различными скважинными аппаратами в зависимости от решаемой геологической задачи и типа применяемого кабеля. Перед работой в обязательном порядке проверяются расстояния между

электродами зонда, которые должны соответствовать установленным стандартам. Для аппаратуры электрического каротажа важным параметром является изоляция токопроводящих цепей и сохранение постоянства сопротивления жил кабеля. Минимально допустимое значение сопротивления изоляции измерительных и токовых цепей и жил кабеля – 2Мом. Важным параметром является степень стабилизации силы тока в цепи электродов АВ.

Перед присоединением глубинных приборов к кабелю тщательно очищают контакты, герметизируют кабельные наконечники и скважинные аппараты для защиты их от попадания влаги, особенно в условиях высокого давления в скважине.

При приближении к забою устанавливают масштабы записи. Заданный масштаб регистрации КС (число Ом – метров на 1 см) устанавливается отключением пера (блика) регистратора на величину I т тока, проходящего по контрольному шунту R_0 или стандарт сигнала. Масштаб ПС выбирается по отключению от известного значения разности потенциалов, вводимого в цепь градуированным компенсатором поляризации; важно соблюдать полярность записи кривой ПС. Для этого электрод М зонда подключается к клемме «+» на входе регистратора. Масштаб регистрации подбирается таким, чтобы удобно было пользоваться диаграммами со средней дифференциацией кривых, и выдерживается постоянным для данного района.

Аппаратура бокового и индукционного каротажа перед измерениям проводятся с помощью установки, имитирующей пласт с известными параметрами. Микрозонды и скважинные резистивиметры проводятся непосредственно на буровой путем измерения КС и сравнения показаний в емкости с раствором.

Радиоактивный каротаж проводится стандартным зондам с соблюдением правил безопасности обращения с источниками радиоактивных излучений. Ответственным моментом является точное установление размера зонда. Эталонировка аппаратуры РК и проверка ее на стандартность и стабильность работы на скважине выполняется по методике, принятой на данном геофизическом предприятии. Масштаб регистрации кривых ГК, НГК, ННК устанавливается с помощью калибратора с известной периодичностью посылки импульсов и коэффициентов перевода единиц скорости счета (имп/мин) в микрорентгены для ГК или в условные единицы для НГК (ННК) и единицы плотности для ГК. Начальное положение регистрирующего пера (блика) и масштаб регистрации кривых РК подбирается таким, чтобы на диаграмме было минимальное число переносов (сдвигов). Радиоактивный каротаж проводится с сопротивлением изоляции измерительных цепей не менее 1Мом.

Измерение диаметра и профиля сечения скважины выполняются приборами, градуированными на базе или непосредственно на скважине.

При необходимости использования груза последней подвешивается к прибору тросом или куском кабеля длиной примерно 1,5 м таким образом, чтобы подвешенный ГРУ не отклонял корпус скважинного аппарата от центра ствола скважины.

Термометрические измерения в зависимости от решаемой задачи могут выполняться различными термометрами, но в любом случае показание скважинного термометра перед измерениями должно сравниваться с показанием лабораторного

ртутного термометра. Измерения данным прибором проводятся при спуске кабеля в скважину.

Инклинометрические измерения выполняются приборами, градуированными в стандартных условиях на базе и проверенными на скважине.

Работа цементомерами (ГГК, АКЦ) осуществляется по принятой методике с обязательной записью диаграмм в интервалах, где отсутствует цемент в затрубном пространстве.

В эксплуатационных скважинах в зависимости от конструкции, состояния устьевого оборудования и ствола скважины каротажные работы выполняются с использованием лубрикатора с оттяжным роликом, трубных либо фланцевых блок – балансов. В зависимости от решаемой задачи или комплекта работ устанавливается последовательность операций согласно плану работ.

После выполнения намеченного комплекса исследований на данной скважине проводят качество полученных материалов и исправность аппаратуры и оборудования, после чего проводят демонтаж оборудования и аппаратуры, погрузку, размещение и крепление их в подъемнике и лаборатории.

VII. Работы с испытателями пластов.

Техника и методика работ по опробованию и испытанию перспективных интервалов испытателями на трубах (ИПТ) с целью установления характера насыщенности коллекторов и определения их гидродинамических параметров отличаются от геофизических исследований, хотя решаемые ими задачи общие. Совместное выполнение геофизических исследований и испытаний скважин трубными и кабельными аппаратами в процессе бурения резко повышает геологическую эффективность исследовательских и геологоразведочных работ в целом.

Основная технологическая схема проведения работ по испытанию скважин ИПТ следующая: проведения минимального объема ГИС для установления интервалов опрорвования и выбора площадок для установки пакеров; промывка и проверка ствола скважины на прхват и подъем бурильного инструмента, сборка; проверка и подготовка испытателя пластов к спуску в скважину; Спуск бурильного инструмента с испытателем пластов; долив жидкости в скважину; подсоединение к инструменту квадрата со шлангом; пакеровка интервала испытания и наблюдение за уровнем жидкости в затрубном пространстве; ожидание притока и восстановления довления согласно плану работ; снятие пакера; подъем инструмента; отбор проб; разборка и осмотр испытателя пластов, повторное исследование испытываемого интервала геофизическими методами и установление местоположения и мощности отдающих интервалов.

При работах с ИПТ состояние скважины должно обеспечивать нормальное условия для спуска и подъема инструмента с долотом. Посадки и затяжки инструмента при этом не должны превышать усилий равных 2- 4т. При спущенном бурильном инструменте необходимо, чтобы оборудованиеустья обеспечивало прямую и обратную циркуляции, обуславливаемые давлением насосов бурильной установки или цементирующего агрегата.

Места установки пакера выбирается по диаграммам профилиметра или каверномера. Начальная депрессия и диаметр штуцера подбираются с учетом геологических и технических ограничений.

Испытания следует проводить в полном соответствии с намеченной программой; они должны обеспечивать качественную запись кривых измерения давления по всему циклу испытания и отбор герметизированных проб пластового флюида согласно действующим инструкциям. Детальное опробование отдельных небольших интервалов разреза осуществляется опробователем на кабеле.

Опробование и испытание проводятся непосредственно после вскрытия пласта небольшими интервалами. Своевременные и качественные испытательные работы в комплексе с геофизическими методами исследований позволяют получить однозначную информацию о характере их насыщенности, а также количественные значения некоторых гидродинамических и геофизических параметров пласта.

Обсадная колонна в разведочных скважинах обычно спускается только после проведения испытаний в открытом стволе и установления в разрезе продуктивных пластов или же при невозможности испытания открытого ствола по техническим или геологическим причинам.

VIII. Прострелочные и взрывные работы.

Прострелочные работы для вторичного вскрытия продуктивных пластов или перспективных интервалов проводятся после крепления и тампонажа скважины в установленных границах залегания пласта.

В заявке на прострелочные работы указываются их объем, тип перфоратора, плотность прострела, необходимые сведения о состоянии скважины и время начала работ. Тип перфоратора и заряды подбираются с учетом конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации. Плотность последней устанавливается исходя из опыта, накопленного по данному району.

После получения наряд – маршрута геофизическая партия проверяет оборудование и аппаратуру, по наряду – путевке получает взрывчатые материалы (ВМ) и погружает их. Транспорт для перевозки взрывчатых материалов и прострелочной аппаратуры должны быть оборудован в соответствии с Единными правилами безопасности при ведении взрывных работ.

После приезда на скважину партия знакомится с ее состоянием. Скважина должна быть подготовлена специально к перфорации, так как от этого зависит успех и безаварийность работ. Устье скважины нужно оборудовать задвижкой с выведенным штурвалом за пределы площадки. Опасная зона огораживается флашками, и партия приступает к подготовке оборудования и прострелочной аппаратуры для проведения работ.

Если предполагаются проявления скважины, то на устье устанавливается фонтанная арматура, а в некоторых случаях специальная двойная задвижка с сальником, позволяющая перфорировать скважину при наличии в ней высоких давлений или, наоборот, при незаполненной скважине.

Перед спуском заряженного перфоратора скважину необходимо пошаблонировать, чтобы убедиться в ее подготовленности для прострелочных

работ. При спуске шаблона на кабеле устанавливаются метки интервала перфорации и определяется глубина забоя скважины.

Перед присоединением заряженного перфоратора проверяют изоляцию жил кабеля и целостность электрической цепи. После этого жилы кабеля закорачиваются и присоединяются к корпусу лебедки (лебедка подъемника заземлена). После присоединения кумулятивного перфоратора к кабелю в перфоратор выставляется взрыв – патрон, навинчивается нанонечник, и скважинный аппарат спускается по указанию рукавдителя работ. За спуском аппарата наблюдают по натяжению кабеля. После установки перфоратора в интервале прострела руководитель взрывных работ включает электрический ток и тем самым приводит аппарат в действие. Срабатывание перфоратора контролируется по индекатору натяжения кабеля.

При перфорации маломощных пластов (менее 3 м) на глубинах 3 км и более интервалы перфорации привязывают к разрезу по кривым ГК или НГК, полученным непосредственно перед перфорацией с тем же кабелем, либо глубины корректируются с помощью локатора – муфт.

После прострела жилы кабеля на лебедке снова закорачиваются, и перфоратор извлекается на поверхность. Подъем аппарата начинают на малой скорости (в 2-3 раза ниже обычной), наблюдая за натяжением кабеля, так как не исключено заклинивание аппарата в интервале прострела. По выходе перфоратора из интервала прострела скорость подъема увеличивают до 7-8 км/ч.

IX. Аварии и оставления приборов в скважине.

В процессе геофизических работ, опробования и испытания скважин, несмотря на применяемые меры по предупреждению, наблюдаются случаи прихвата, заклинивания глубинных аппаратов, кабеля и труб в скважине по геолого – техническим причинам. Иногда из – за нарушения технологического режима работ по вине персонала геофизических партий или буровой организацией приборы и кабель остаются в скважине.

Под аварией понимается внезапная полная или частичная нормального производственного процесса, вызванная поломками или повреждениями установок, оборудования или аппаратуры. Повреждения либо поломки оборудования и аппаратуры ликвидируемые в течение одного рабочего дня силами обслуживающего персонала, к авариям не относятся.

К авариям при геофизических работах относят: поломку или повреждение геофизической станции, скважинного прибора, каротажного кабеля, бурильного станка либо других установок; прихват или остановление в скважине скважинного прибора, стреляющего аппарата или каротажного кабеля, требующие организации ловильных работ. В зависимости от последствий аварии подразделяются на сложные и простые.

Сложными авариями считают: остановление в скважине инструмента, прибора и кабеля, приведшее к длительным ловильным работам, ликвидации скважины, забурированию нового ствола или возврат к вышележащему горизонту; случайный прострел или торпедирование колонны в незаданном интервале, повлекшие за собой

производство тампонажных и ремонтных работ или возврат к вышележащему горизонту; вывод из строя геофизической станции, каротажной лаборатории, подъемника, бурильного агрегата или автомобиля, вызвавший необходимость капетальных затрат на их восстановление. О всех сложных авариях с человеческими жертвами немедленно извещается вышестоящая организация, органы горнотехнического надзора, техническая инспекция профсоюза и органы милиции.

Х. Заключительные работы.

На скважине комплекс геофизических исследований выполняется по намеченному плану согласно заявке заказчика и действующему оптимальному комплексу для решения поставленных геологических задач. Сразу же после окончания работ на скважине оцениваются качества полученных материалов и полнота провиденных исследований. При этом основное внимание обращается на наличие градуировочных записей, воспроизводимость контрольных перекрытий с основным замером, выполняемых в наиболее дифференцированной части разреза, сопоставление рассматриваемых диаграмм с диаграммами других методов и данными геолого – технических исследований. При выполнении поинтервальных измерений и последующем каротаже требуется обязательное перекрытие не менее 50м ранее исследованного этим методом интервала; на участке перекрытия обязательно наличие не менее одной метки на каждой из кривых.

После возвращения на базу геофизические материалы сдаются в интерпретационную партию для обработки и интерпретации результатов. Скважинная аппаратура сдается в мастерскую с отметкой в журнале о их выполненной работе сдается для обработки и учета в диспетчерскую группу геофизического предприятия.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о составе геолого-технологических исследований.
2. Расскажите об организации и значимости геолого-геохимических исследований в общем комплексе.
3. Сформулируйте основные требования к подготовке скважин для проведения в них геофизических работ.
4. Какая технология вскрытия пластов бурением обеспечивает качественное проведение геофизических исследований в скважинах?
5. Что включается в подготовительные работы промыслово-геофизической партии на базе и на скважине?
6. Расскажите об основных технологических провидениях каротажных работ в бурящихся скважинах.
7. Расскажите об основных технологических этапах процесса испытания пластов испытателями на бурильных трубах.
8. Каково значение, условия выполнения и особенности производства прострелочно-взрывных работ в скважинах?
9. Расскажите об особенностях геофизических работ в действующих скважинах, в том числе через лубрикатор.
10. Расскажите о возможных осложнениях в процессе производства геофизических работ в скважинах.
11. Перечислите основные причины аварий и оставлений приборов в скважинах.
12. Расскажите об особенностях проведения геофизических работ через бурильный ин-

струмент.

13. Какие резервы вы видите для повышения производительности труда вашей группы?

Занятие 13 (4 часа)

Тема 2.3 Обработка и интерпретация результатов ГИС.

План:

- I. Обработка и интерпретация результатов ГИС.***
- II. Обработка результатов геофизических исследований.***
- III. Интерпретация результатов геофизических исследований.***
- IV. Автоматизированная обработка и интерпретация результатов ГИС.***

I. Обработка и интерпретация результатов ГИС.

После окончания работ на скважине операторам предварительно оценивается завершенность исследований для решения поставленной геологической или инженерной задачи. При этом уделяется внимание качеству диаграммного материала проверяется наличие отметок глубин оценивается величина погрешности при повторных измерениях после чего оператор подготавливает материал для сдачи его интерпретационную партию. В интерпретация партии проводится приемка и обработка принятого материала. Конечные результаты в виде графических материалов, заключения и рекомендаций представляются заказчику.

Обработка и интерпретация результатов исследовательских работ являются наиболее ответственным этапом ГИС. Для более полной достоверной оценки изучаемого объекта на этом этапе используется имеющая геологическая технологическая геохимическая гидродинамическая и геофизическая информация.

На современном уровне развития геофизической и цифровой вычислительной техники основной объем трудоемких работ по обработке и интерпретации данных выполняется с использованием ЭВМ. Перед преобразованием аналоговые диаграммы проходят дополнительный контроль и согласуется по глубине. Геофизические материалы записанные в цифровом виде на магнитной ленте вводятся в ЭВМ без дополнительных преобразований.

II. Обработка результатов геофизических исследований.

Каротажные диаграммы до сдачи в интерпретационную партию предварительно оформляют следующим образом: по установленной форме заполняют заголовки диаграммы, проводят нулевые линии, обозначают и оцифровывают шкалы масштаба регистрации, указывают величину переносов, нулевых, стандартных сигналов и других эталонировочных данных, наносят значение глубин с учетом имеющихся на диаграмме меток. В интерпретационной партии тщательно проверяется качество принятых материалов в соответствии с требованиями технических условий и инструкций, а также полнота и правильность их оформление. Качество материалов обычно

оценивается тремя градациями: хорошее удовлетворительно, брак Материалы, полностью соответствующие технической инструкции, оцениваются как хорошие. Результаты измерений с погрешностями, не выходящими за пределы допустимых, считаются удовлетворительными. Диаграммы, записанные с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом исследования, бракуются. Данные хорошего и удовлетворительного качества используют для дальнейшей обработки, а бракованные диаграммы подлежат переделке, эту работу заказчик не оплачивает.

Одним из применяемых способов контроля кривых сопротивлений является сопоставление значений кажущихся сопротивлений против опорных пластов.

Погрешности измерений радиоактивного каротажа определяются сравнением средних значений против мощных пластов на диаграммах, полученных при повторной записи или же по значениям против опорных пластов.

Весь комплекс представленных материалов проверяется согласно требованиям Инструкции по приемке результатов измерений при геофизических и геохимических исследованиях скважин, Качественные кривые в дальнейшем обрабатываются, Обработка заключается в приведении материалов в удобную и наглядную для использования форму, Обработанные кривые копируют, размножают и затем интерпретируют. Обычно с подлинника снимают первую копию, которая тщательно проверяется ручным способом или размножающим аппаратом РЭМ получают необходимо число копий для передачи заказчиком, Подлинники и первые копии хранятся в геофизическом предприятии.

III. Интерпретация результатов геофизических исследований.

Геологическая интерпретация результатов исследований в скважинах проводится с целью изучения, геологического разреза, скважин уточнения литологического состава, пройденных скважиной пород выделения границ и определения глубин залегания отдельных, горизонтов пласта, выделения коллекторов установления характера насыщенности перспективных интервалов нефть, газ, вода, и определения интересующихся количественных физических и гидродинамических параметров пластов и пластовых флюидов пористость проницаемость, эффективная мощность, коэффициент продуктивности коэффициент, насыщенности, пластовое давление пласта, плотность, состав пластовых флюидов.

Для повышения достоверности интерпретации используют результаты комплекса геофизических и геохимических исследований, данных опробования и испытания пластов с опробователями на кабеле и испытателями пластов на трубах, информацию о скорости проходки, способов бурения, параметрах промывочной жидкости во время и после вскрытия пласта, ее поглощения и проявления пластов во время бурения и др. При интерпретации

учитываются геологические сведения о положении скважины на структуре, выдержанности и изменчивости коллектора, местоположения водонефтяного и газожидкостного контактов, а также данные анализа керна и шлама, результаты испытаний соседних скважин и т.п. Используя все имеющиеся в его распоряжении сведения и обрабатывая их, интерпретатор более надежно решает поставленную геологическую задачу.

В производственных интерпретационных партиях оперативная интерпретация результатов исследований сводится к следующему: выделению в разрезе скважины проницаемых прослоев, установлению интервала их залегания, оценке характера насыщенности и количественному определению их параметров, обоснованию целесообразности спуска обсадной колонны или опробования перспективного интервала в открытом стволе.

IV. Автоматизированная обработка и интерпретация результатов ГИС

При ручной обработке и интерпретации анализируются только отдельные перспективные интервалы, а вся остальная часть разреза практически не обрабатывается. Даже для отдельных интервалов во время оперативной интерпретации вручную невозможно сделать глубокий количественный анализ.

Автоматизация сбора информации ее обработки и интерпретации позволяет резко повысить производительность этих работ, появляется возможность обработки данных по всему исследуемому разрезу. На рис 114 показана схема обработки данных ГИС, которая состоит из следующих технологических этапов; полдучения и сбора информации в цифровой и аналоговой форме, ее последующая подготовкой, преобразованной и контроля , передачи данных на вычислений центр (ВЦ) по каналу связи или доставки материала другим способом, редактирования, автоматизированной обработки и интерпретации. На выходе получают конечные результаты в виде диаграмм изменения геологических и геофизических параметров разреза, на основании которых формируется заключение об изучаемом объекте.

В результате обработки данных исследований на ЭВМ можно накапливать и автоматизировать статистическую обработку большого количества геологических, технологических, геофизических и гидродинамических данных, уточнять рациональный комплекс исследований для решения различных задач, а также комплекс программ обработки для повышения эффективности геологических работ.

При автоматизированном сборе и обработке данных ГИС представляется возможность организации банков данных и информационной системы, а также использование информации при автоматизированной системе управления (АСУ) В зависимости от объемов бурения и размещения скважин и геофизических подразделений обработка и интерпретации данных ГИС организуется в центральном, либо на базовом ВЦ (на уровне геофизического треста), либо в конторах с использованием мини –ЭВМ с целью повышения оперативности этих работ.

Контрольные вопросы:

1. Какое место в общем цикле исследований занимают обработка и интерпретация данных ГИС?
2. В каком виде представляются конечные результаты ГИС?
3. Где и кем обрабатываются и интерпретируются результаты ГИС?
4. В чем заключается преимущество автоматической обработки и интерпретации результатов ГИС?

Занятие 14 (2 часа)

Тема 2.4 Планирование и геолого-экономическая эффективность промыслово - геофизических работ.

План:

- I. Планирование и геолого-экономическая эффективность промыслово-геофизических работ.*
- II. Планирование и финансирование промыслово – геофизических работ.*

I. Планирование и геолого-экономическая эффективность промыслово-геофизических работ.

Плановое развитие народного хозяйства-один из важнейших признаков социалистической экономики. В планах социального и экономического развития народного хозяйства конкретизируется и претворяется в жизнь политика КПСС и Советского государства. Планы соответствуют хозяйственной политике нашей страны и воплощают в себе единство хозяйственного и политического руководства.

Разработка планов развития народного хозяйства основывается на соблюдении принципа пропорциональности. В обеспечении пропорциональности развития социалистической экономики большую роль играет взаимная увязка планов, определяемая единством планирования единством планирования всех отраслей народного хозяйства.

Взаимная увязка и координация планов развития отдельных отраслей обеспечивается балансовым способом планирования. Система балансов позволяет правильно устанавливать и распределять ресурсы, выявлять отдельные диспропорции и своевременно принимать меры по их предупреждению. Для планирования нефтяной промышленности основывается на использовании балансов нефти, светлых нефтепродуктов, смазочных масел и др.

Материальные, стоимостные балансы и балансы труда-это часть единой системы, они обеспечивают правильное установление пропорций, распределение трудовых ресурсов и увязки их между отраслями хозяйства. Система показателей при планировании, учете и контроле за выполнением планов включает в себя показатели объема производства, технического развития, использования производственных фондов, производительности труда и другие количественные и качественные показатели. Основой всего планирования являются перспективные планы, которые составляются на пять и более лет. Их задачи определять содержание текущих планов, которые выработаются на год

с последующей разбивкой по кварталам и месяцам. По результатам выполнения текущих планов осуществляется оперативное руководство и последующая корректировка перспективных планов.

II. Планирование и финансирование промыслово – геофизических работ.

Геологоразведочные работы, в том числе и геофизические работы в скважинах, является составной частью общественного производства. В связи с этим при их планировании исходят из тех же основных принципов, которыми руководствуются при разработке народнохозяйственного плана.

Основными показателями планирования отрасли нефтяной промышленности являются намечаемый уровень добычи и прирост разведанных промышленных запасов нефти и газа. Далее составляются балансы: уровень добычи, объемы разведочного и эксплуатационного бурения, транспортирование нефти, переработка, кадры и трудовые ресурсы, создание фонда разведанных запасов и т.д. При планировании геофизических работ в скважинах основной балансовый показатель – объем разведочного и эксплуатационного бурения.

Объем промыслово – геофизических работ планируется в денежном выражении. Для его расчета используют следующие исходные данные: объем проходки скважин по их целевому назначению, стоимость геофизических работ на 1м проходки бурения, выработка на один отряд (в деньгах) с учета роста производительности труда, объем работ в денежном выражении для обслуживания нефтедобывающих управлений, число производственных отрядов, состав и количество необходимого оборудования и аппаратуры для развития производства и замены изношенного, капитальные вложения на обустройство и развитие производства и др.

Затраты на геофизические исследования скважины закладываются в сметах на их строительство и оплачиваются буровыми организациями по фактически выполненным объемам через стройбанки в соответствии с порайонными прейскурантными расценками.

Перспективные планы формируются в геофизических трестах в соответствии с объемом работ для НГДУ с последующей координацией и составлением сводного плана Главным производственным управлением промысловой и полевой геофизики Миннефтепрома. Текущие планы геофизическим трестам устанавливается поквартально с учетом уточненных объемов, определенных по договорам с заказчиками. В перспективных и текущих планах особое внимание уделяется повышению экономической и геологической эффективности геофизических работ.

Занятие 15 (2 часа)

Тема 2.5 Техника безопасности при производстве промыслово-геофизических работ.

План:

I. Единая система по созданию безопасных условий труда.

- II.** Проверка знаний рабочих.
- III.** Основные правила техники безопасности при промыслово – геофизических работах.
- IV.** Травматизм и профессиональные заболевания.
- V.** Противопожарные мероприятия.
- VI.** Ответственность за нарушение правил техники безопасности.

I. Единая система по созданию безопасных условий труда

Единая система по созданию безопасных условий труда (ЕСБТ) представляет собой комплекс технических, организационных и научных мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда на производстве. Единая система предусматривает порядок обучения персонала безопасным методам работы, обязанности должностных лиц и функций производственных подразделений по созданию безопасных условий труда, организацию и порядок осуществления ведомственного контроля над состоянием условий труда, проведение мероприятий по улучшению здоровых условий труда, методику расследований причин несчастных случаев и нарушений правил безопасности, материальное и моральное стимулирование улучшений условий труда, а так же единую документацию безопасности труда и порядок ее введения. Система ЕСБТ регламентирует функции и ответственность административно-технического персонала во всех звеньях производственных организаций нефтяной отрасли.

II. Проверка знаний рабочих

После первичного инструктажа и стажировки (перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с данной работы на другую) рабочие должны пройти проверку знаний правил и инструкций по безопасному ведению работ. Проверка знаний подразделяется на первичную, периодическую и внеочередную. Проверка знаний осуществляется комиссией, назначаемой руководством предприятия, под председательством одного из руководителей подразделения. Исходя из конкретных условий, в состав комиссий могут быть проверены и знания других правил. После первичной проверки рабочему выдается удостоверение о проверке знаний единой формы с соответствующим оформлением.

Результаты проверок оформляются в Журнале регистрации проверок знаний персонала и одновременно отмечаются в удостоверении. Помимо оценки знаний проверяемого (хорошо, удовлетворительно, неудовлетворительно), дается заключение о возможности допуска экзаменуемого к самостоятельной работе.

Если знания оказались неудовлетворительными, то к самостоятельной деятельности рабочих не допускается и не позднее двухнедельного срока подвергается повторной проверке. Неявка на повторную проверку или неподготовленность к ней без уважительных причин рассматривается как нарушение трудовой дисциплины. К рабочим, допустившим эти нарушения, могут быть приняты меры дисциплинарного взыскания, предусмотренные правилами внутреннего трудового распорядка.

Проверка знаний по профессиям (каротажно - перфораторщик, машинист и моторист каротажно - перфораторных станций, взрывник-зарядчик) при прове-

дении геофизических работ выполняется с учетом требований действующих типов инструкций по охране труда для рабочих геофизических профессий по соответствующим разрядам и перечню выполняемой работы.

III. Основные правила техники безопасности при промышленно-геофизических работах

Безопасное и безаварийное производство промышленно - геофизических работ обеспечивается знанием и соблюдением работниками предприятий правил обращения с применяемыми материалами (взрывчатые вещества, радиоактивные вещества, кислоты, масла и т.д.) и инструментами, техникой грамотной эксплуатацией оборудования, аппаратуры и соблюдением правил безопасных примеров работы.

При работе на буровой требуется: устанавливать каротажную станцию так, чтобы была хорошая видимость и сигнализация между подъемником, лабораторией и устьем скважины; ставить подъемник так, чтобы ось барабана лебедки была расположена горизонтально и перпендикулярно к устью скважины; надежно закреплять подъемник, для чего подкладывать под колеса автомобиля специальные упоры; надежно укреплять блок-баланс над устьем скважины, при этом средняя плоскость его ролика должна проходить через середину барабана лебедки подъемника и быть перпендикулярной к его оси, а кабель должен спускаться в устье скважины по оси лебедки. Перед спуском прибора в скважину начальник партии проверяет, чтобы стол ротора был застопорен и блок-баланс надежно закреплен, устранены посторонние предметы между каротажной станцией (подъемником) и устьем скважины. Кроме того, перед началом работ он проверяет исправность тормозных механизмов лебедки, обеспечивает безотлучное присутствие машиниста (лебедчика) на посту управления лебедкой во время спускоподъемных операций, перед включением лебедки проверяет установку сигналов, предупреждающих окружающих о начале подъема или спуска кабеля.

Во время работы подъемника запрещается: ремонтировать его, закреплять какие-либо части, чистить и смазывать движущиеся части вручную или при помощи не предназначенных для этого приспособлений; снимать ограждения; надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные и цепные передачи; тормозить движущиеся части механизмов при помощи труб, досок, а также непосредственно руками и ногами; проводить заправку двигателя.

При спуске кабеля в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины ряда витков кабеля. Подъем его последних метров нужно проводить с пониженной скоростью во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок - баланса . Необходимо следить, чтобы выхлопные газы двигателя внутреннего сгорания не проникали в кабину водителя, лебедчика или лабораторию каротажной станции (подъемника).

Измерение в работающих скважинах при наличии на их устье давления должны осуществляться через специальный лубрикатор. Работы в этом случае выполняются по правилам с учетом скважинных условий и типа используемого устьевого оборудования (ЛК-210, ОУ-350-80 и др.). При освобождении прихва-

ченного в скважине прибора или груза с помощью лебедки или бурового станка все рабочие, кроме непосредственно занятых на этой операции, удаляются в безопасное место. При сильном натяжении кабеля, а так же во время ликвидации прихватов в скважине запрещается персоналу находиться между лебедкой и устьем скважины.

Пристрелочные и взрывные работы. Действие с взрывчатыми материалами могут проводиться только при условии знания Единых правил безопасности при взрывных работах и соответствующих инструкций по проведению пристрелочных и взрывных работ в скважинах. Лица, занимающиеся взрывными и пристрелочными работами в скважинах, а также осуществляющие зарядку и разрядку стреляющих аппаратов, должны иметь Единую книжку взрывника, подтверждающих их право на проведение этих работ.

Помещение для хранения заряженной стреляющей аппаратуры, а также порядок хранения, учета, использования взрывчатых материалов и проведение самих взрывных работ должны удовлетворять требованиям Единых правил безопасности при взрывных работах. Перфораторы, торпеды, заряды, взрывные патроны, взрыватели, электродетонаторы должны перевозиться и уничтожаться согласно требованиям Единых правил безопасности при взрывных работах.

Заряжать и разряжать стреляющие аппараты разрешается в специально оборудованных зарядных мастерских, временно приспособленных помещениях (навесы, будки, палатки, сараи и т.д.) и в передвижных перфораторных лабораториях согласно Единым правилам безопасности при взрывных работах.

Во время торпедирования пристрелочных работ посторонние операции в опасной зоне запрещаются.

Перед спуском перфораторов или торпед проводится контрольное шаблонирование скважины. Диаметр шаблона должен быть на 25 мм меньше диаметра колонны обсадных труб, а при торпедировании бурильных труб – на 10 мм меньше их диаметра. Массу и диаметр шаблона следует выбирать близкими к массе и диаметру перфоратора или торпеды. Во время присоединения стреляющего аппарата или торпеды к кабелю у скважины находится только лицо, выполняющее это действие.

Выстрел или взрыв осуществляется взрывной машиной или нажатием кнопки «Огонь» на перфораторной панели управления и только лицом, имеющим на это право.

При проведении перфорации и отбора грунтов с помощью переключающих устройств нужно соблюдать следующие правила: нельзя включать ток в переключающее устройство до момента установки стреляющих аппаратов в интервале прострела, а также проверять неисправности переключающей головки после подключения к ней заряженных перфораторов или грунтоносов; следует после выстрела немедленно отключить напряжение от перфораторной панели управления, запереть кнопку «Огонь», вынимать ключ и отключать коллекторные провода.

Во время прострелочно-взрывных работ на скважинах необходимо строго соблюдать установленные сигналы (предупредительный, боевой, отбой), подаваемые ответственным за взрывные работы.

Работы, связанные с применением радиоактивных веществ.

Все операции, связанные с применением радиоактивных веществ, в закрытом или в открытом виде проводятся с соблюдением Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений, а также действующих инструкции и нормативов.

Все лица, поступающие или переводимые на работу, связанную с применением радиоактивных веществ и источников ионизирующих излучений для исследования скважин, должны проходить предварительный медицинский осмотр. К работе допускаются только лица, не имеющие медицинских противопоказаний.

Все работающие с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений обязательно подвергаются периодическому медицинскому осмотру. При выявлении отклонений от нормального состояния здоровья, связанных с радиоактивным воздействием, необходим временный перевод на другую работу или полное запрещение работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений. Персонал должен быть обучен безопасным приемам действий, знать правила пользования санитарно-техническими устройствами, защитными приспособлениями и правила личной гигиены. Работающим необходимо сдавать администрации соответствующий технический минимум.

Влияние радиоактивного излучения на живой организм заключается в том, что лучи или частицы, обладающие высокой кинетической энергией, проникая в организм, ионизируют молекулы, разрушая живые клетки. Облучение организма в допустимых дозах практически протекает безболезненно и без последствий; в этом случае пораженные клетки полностью восстанавливаются.

Электрооборудование. При работах по буровой запрещается использовать силовую сеть с напряжением выше 380 В.

Корпуса всех агрегатов (лебедок, автомобиля, измерительных стендов и др.) должны быть надежно заземлены. Заземлением может служить металлический стержень, введенный во влажный грунт на глубину не менее 0.5 м или помещенный в не изолированную от земной поверхности емкость с промывочной жидкостью. В качестве заземления рекомендуется применять контур заземления буровой, а также трубы, спущенные в скважину.

Кабель, соединяющий электрооборудование с электросетью, необходима располагать в безопасных местах, где он не может быть поврежден и нет проходов. Работники партии и буровой бригады должны быть предупреждены о недопустимости наступать на находящийся под напряжением кабель, класть на него какие-либо предметы и дотрагиваться до него. Подключать кабель к источнику питания разрешается только после того, как схема электрооборудования станции будет полностью собрана. Лабораторию или подъемник к питающей сети можно подключать только при заземленном корпусе автомобиля. Перед подключением

сети на силовом трансформаторе устанавливается положение в соответствии с номинальным напряжением питающей сети. Подключать буровую к электрической сети должен обслуживающий ее электромонтер. В случае его отсутствия подключение может провести специально проинструктированный инженерно-технический работник партии. Собирать и разбирать схемы и делать ремонтные работы на станции разрешается только при выключенном источнике напряжения. При включении и выключении разъемных соединений следует брать за вилку, а не за провод. Запрещается применять соединительные провода с неисправной изоляцией и оплеткой. Лебедчик, работающий на лебедке с электродвигателем, в сырую погоду должен быть в резиновых сапогах и перчатках.

Напряжение в токовую цель измерительной схемы следует включать только после спуска скважинного прибора и зонда в устье скважины. При включении тока в схему прибора, находящегося на поверхности (проверка прибора, его градуировка и т.п.), персонал партии предупреждают об этом. Зарядка и ремонт аккумуляторов должны выполняться работниками, специально обученными методами безопасного ведения этих работ.

Переноска тяжестей. Предельная норма на каждого отдельного рабочего при переноске тяжестей на расстояние не более 50 м не должна превышать: 50 кг для мужчин, 20 кг для женщин, 16 кг для подростков мужского пола.

Скважинные приборы массой более 50 кг переносятся при помощи специальных клещей не менее чем двумя рабочими. скважинные приборы (аппараты, грузы) массой более 100 кг перемещаются на тележке либо затаскиванием их с помощью буровой или каротажной лебедки. Спуск в скважину и подъем из ее устья приборов (грузов, аппаратов), масса которых превышает 20 кг, осуществляется спускоподъемным оборудованием буровой (якорем).

Транспорт. при использовании автомобильного транспорта следует руководствоваться специальными правилами безопасности. При приезде персонал партии размещается в кабине водителя автомобиля, а также в лаборатории при условии оборудования их специальными сидениями. Перевозка людей в лебедочном отделении самоходных станций или кузове подъемника вместе с лебедкой и скважинными приборами запрещается.

Все транспортные средства, предназначенные для перевозки грузов с обязательным сопровождением, должны иметь для сопровождающих специально огражденное место, обеспечивающее их безопасность. Партиями, работающими с применением плавучих средств, должны соблюдаться особые меры предосторожности, предусмотренные для этих условий.

IV. Травматизм и профессиональные заболевания

Под травматизмом понимается поражение организма человека при воздействии на него различных внешних факторов. Под производственным травматизмом понимают внезапное повреждение организма в процессе выполнения производственных операций, приводящие к временной или постоянной потере трудоспособности. Болезненное состояние работника, возникающее не внезапно, а постепенно из-за воздействия вредных условий производства на организм, называется профессиональным заболеванием.

При геофизических работах часто встречаются несчастные случаи, связанные с травматизмом от поражения электрическим током, взрывом пристрелочной аппаратуры и дорожными происшествиями. К заболеваниям работников промыслово-геофизических партий в основном относятся простудные и желудочные, вызываемые несоблюдением режима питания.

Все несчастные случаи, которые произошли с работниками предприятия, подлежат расследованию, принимаются меры к наказанию виновных и предупреждению аналогичных случаев в будущем. В отрасли действует система оперативной информации по профилактике производственного травматизма по инстанциям (цех, предприятие, объединение, отрасль). Постоянно совершенствуется отраслевая методика анализа нарушений правил и норм безопасности, направленная на улучшение и оздоровление условий труда.

V. Противопожарные мероприятия.

На всех участках и этапах промыслово – геофизических исследований на предприятии (базе, конторе, экспедиции) во время переезда и при работах на скважине необходимо соблюдать условия, исключающие возможность возникновения пожара, а также принимать меры по ликвидации в случаях его возникновения. Для предприятий нефтяной промышленности противопожарные мероприятия изложены в Типовых правилах пожарной безопасности в нефтяной промышленности. Согласно этим правилам в каждом производственном подразделении (партия, цех, мастерская, склад) назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность закрепленного за ними участка.

Все работники партии и предприятия должны знать правила пожарной безопасности, установленные инструкцией для своего рабочего места и в целом для предприятия, размещения на участке проведения работ и вблизи него средств пожаротушения и правила пользования ими, местоположение ближайшего телефона и способ вызова местной пожарной охраны, свои обязанности на случай пожара или аварии.

Основное внимание следует уделять мероприятиям по предупреждению возникновения пожаров. Для этого нужно строго соблюдать следующие требования: территорию предприятия, помещения, цехов, служебных помещений, перфораторные подъемники и лаборатории содержать в чистоте и порядке, не загрязнять их мусором, хламом, горючей жидкостью и маслами; использованный обтирочный материал хранить в железных ящиках с плотно закрывающимися крышками;

VI. Ответственность за нарушение правил техники безопасности

Ответственным за соблюдением техники безопасности является главный инженер предприятия, а контролирующими органами – организация Госгортехнадзора, санэпидем станции, милиции и пожарной охраны. Основная работа службы техники безопасности предприятия заключается в поддержании нормальных

безопасных производственных условий для трудящихся и осуществлении профилактических мер по предупреждению возможных несчастных случаев.

Лица, виновные в нарушении действующих Правил техники безопасности, а также допустившие самовольное возобновление работ, остановленных контролирующими организациями, несут ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке – в зависимости от характера нарушений и их последствий.

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о задачах службы техники безопасности в условиях социализма.
2. Расскажите о методах обучения рабочих безопасным способам труда.
3. Какие инструкции проходит рабочий при поступлении и переходе на другую работу?
4. Перечислите основные меры безопасного ведения геофизических работ в скважинах.
5. Что собой представляет единая система по созданию безопасных условий труда?
6. Расскажите об основных требованиях правил безопасности при пристрелочных и взрывных работах, сформулированных в единых правилах безопасности при взрывных работах.
7. Перечислите основные требования, обеспечивающие безопасную работу с источниками радиоактивных излучений.
8. Расскажите о правилах обращения с электрооборудованием.
9. Какие существуют правила переноса и транспортирования геофизического оборудования?
10. Расскажите о гигиене труда и действующих правил санитарии при геофизических работах.
11. Что вы знаете о возможных профессиональных заболеваниях на геофизических работах и путях их предупреждения?
12. Расскажите о мерах оказания первой помощи пострадавшему.
13. Расскажите о требованиях противопожарной безопасности на геофизическом предприятии.
14. Кто и в какой мере несет ответственность за нарушение правил техники безопасности труда?
15. Расскажите о мерах охраны недр и окружающей среды.

Использованные литературы

1. Шакиров А.Ф. «Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин» М. «Недра» 1986г.
2. Заворотько Ю.М. «Методика и техника геофизических исследований скважин». М. «Недра» 1974г.
3. Комаров С.Г. «Геофизические методы исследования скважин» М. «Недра» 1973г.
4. Латышова М.Г. «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин». М. «Недра» 1991г.

