

СОДЕРЖАНИЕ

Задание на дипломное проектирование.....	2
Аннотация	4
Содержание.....	6
Список рисунков	8
Список таблиц	9
Список сокращений	10
Геологическое задание	11
Введение.....	13
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ.....	42
2.1 Выбор участка работ.....	42
2.2 Априорная ФГМ.....	43
2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	44
2.4. Методика и техника полевых работ.....	44
2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	48
2.6. Интерпретация геофизических материалов	54
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	61
Геофизическое обеспечение при бурении горизонтальных скважин	61
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	72
4.1. Расчет технико-экономических показателей и смет	72
4.2. Производственная и экологическая безопасность при до изучении Лянторского нефтегазоконденсатного месторождения комплексом геофизических исследований.....	75
4.2.1.Производственная безопасность	75
4.2.2.Пожарная безопасность.....	87
4.2.3. Экологическая безопасность.....	89
4.2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
4.2.5. Заключение	94
Список литературы	95

2.2. Априорная ФГМ объекта

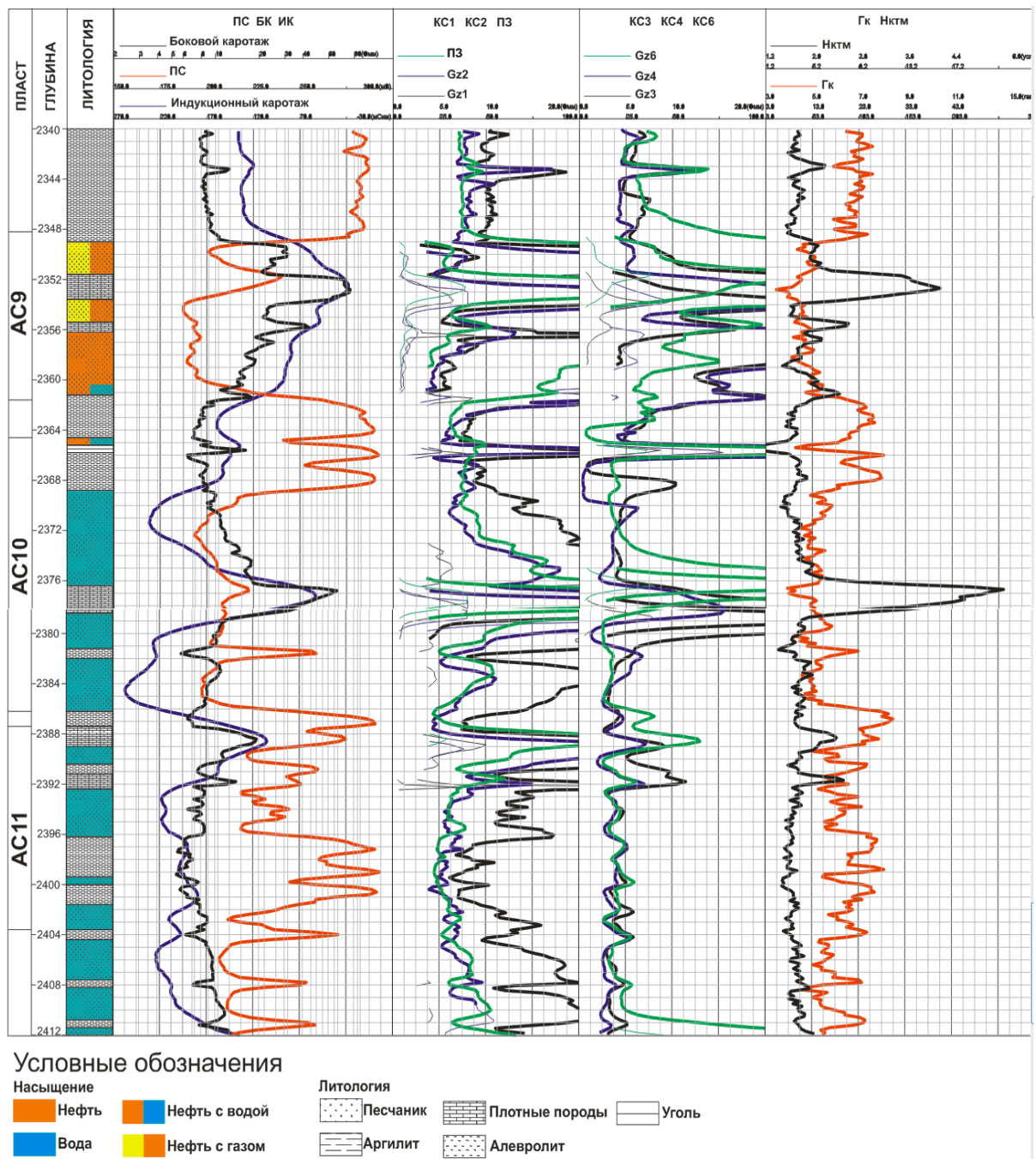


Рис. 4 Физико – геологическая модель

2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

К поставленным задачам относятся (в скобках указаны распространенные методы, решающие поставленную задачу) :

расчленение разреза (ПС, КС, ГК;)

определение интервалов коллектора (МКЗ, ПС, кавернометрия;)

определение характера насыщения (РК, АК, электрические методы);

определение ФЕС (АК, ГК, электрические методы)

Для решения поставленных задач были выбраны следующие методы:

метод самопроизвольных потенциалов (ПС),

каротаж сопротивления (КС),

боковое каротажное зондирование (БКЗ),

индукционный каротаж (ИК),

гамма-каротаж (ГК),

нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ),

кавернометрия.

Данный комплекс геофизических методов решает поставленные методы с минимальными затратами и предпочтение отдавалось методам, использованным в ФГМ.

2.4. Методика и техника полевых работ

Технология ГИС включает процедуры сертификации скважинных приборов и наземного оборудования (каротажных подъемников, лабораторий, кабелей), их первичной, периодических и полевых калибровок, проведения подготовительных работ на устье скважины и геофизических исследований и работ в скважинах, начальной обработки данных, которые в совокупности обеспечивают контроль качества первичных данных.

2.4.1. Геофизические исследования в скважинах следует выполнять с помощью сертифицированных каротажных станций (каротажные лаборатории, подъёмники, каротажные кабели, другое наземное оборудование) и скважинных приборов.

В настоящее время, до особого распоряжения ведомств, утвердивших настоящую «Инструкцию...», сертификацию скважинных приборов и оборудования производят на добровольной основе.

2.4.3. Проведение работ по приезду на скважину

2.4.3.1. Порядок и очередность исследований скважины приборами различного назначения определяет начальник партии, исходя из заказанного объёма работ и состояния скважины, по согласованию со старшим геологом.

2.4.3.2. Проведение спускоподъёмных операций (СПО):

1. СПО в скважинах проводятся при помощи спускоподъёмного оборудования, установленного на каротажных подъёмниках ПКН-3,5; ПКС-5 или Мерседес “Астрол”;

2. проведением СПО занимается машинист геофизической партии (отряда);

3. Спуск или подъём кабеля должны производиться плавно, без рывков, не допуская перепусков;

4. Максимальная скорость при спуске приборов - 8000 м/час, спуск сборок – не более 5000 м/час;

5. при приближении прибора к забою за 50 метров скорость спуска кабеля снижается до 350 м/час, а также при прохождении башмака кондуктора, воронки бурового инструмента, мест перехода с одного диаметра бурового инструмента на другой, скорость спуска или подъёма кабеля за 50 метров снижается до 250 м/час.

Начинать подъём скважинного прибора следует плавно, без рывков, медленно увеличивая скорость движения до значения, принятого для выполнения соответствующих видов ГИС;

6. подъём приборов и их сборок за пределом исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 6000 м/час;

7. во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок баланса, на кабель должны устанавливаться предупредительные метки: одна на расстоянии -10 м, вторая – 50 м от кабельной головки.

8. проведение СПО (скорость движения, глубина спуска и др.)

Контролируется наземными датчиками, установленными на блок баланс;

9. остановка приборов в открытом стволе скважины не должна превышать 5 мин. (за исключением работ, технология ведения которых требует более длительной остановки);

10. укладка кабеля при проведении СПО осуществляется водильником, устанавливаемом на каротажной лебедке;

11. При спуске кабеля в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков кабеля.

2.4.3.3. Ответственный представитель заказчика обязан лично убедиться в беспрепятственном достижении геофизическим прибором забоя скважины. При сомнительной глубине забоя или остановки прибора при спусках необходимо производить контрольную запись на диаграмму.

2.4.3.4. Все работы с источниками на скважинах производятся с помощью дистанционных инструментов и приспособлений в строгой технологической последовательности.

2.4.3.5. Для обеспечения безаварийности проведения геофизических исследований в скважинах, в которых выявлены нарушения колонн, проводилось разбуривание цементного кольца или наблюдались другие осложнения, а так же перед спуском приборов с источниками необходимо предварительно выполнить контрольный спуск шаблона на геофизическом кабеле.

2.4.3.6. В случаях, когда наблюдается затяжка кабеля и геофизического прибора, а также остановка прибора в скважине, за исключением случаев

остановки прибора на известных уступах, проведение геофизических работ приостанавливается для проработки скважины.

2.4.3.7. При выбросах, явных газопроявлениях, переливе и сильном поглощении в скважине бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч) производство в ней геофизических работ прекращается. Геофизические исследования возобновляются после проведения работ, обеспечивающих прекращение газопроявлений, поглощения и перелива жидкости.

Допустимые режимы измерений (скорость регистрации, масштаб записи) определяются техническими характеристиками скважинных приборов, регистратора, масштабом глубин, и усложненностью геологического разреза скважины

2.4.3.8. Все нестандартные работы в скважинах проводятся по дополнительному плану работ, согласованному геологическими и техническими службами заказчика и геофизического треста.

2.4.3.9. Работы в не обсаженном стволе скважины при углах наклона более 15 градусов или при наличии участков ствола с резкими изменениями кривизны (более 25 градусов на 100м) должны выполняться через бурильный инструмент.

2.4.3.10. Нижняя часть бурового инструмента оборудуется воронкой, обеспечивающей беспрепятственное прохождение геофизических приборов.

2.4.3.11. При работе через бурильный инструмент вместе с актом о готовности скважины к геофизическим работам заказчиком предоставляются следующие дополнительные сведения:

- компоновка бурового инструмента с указанием внутренних диаметров труб;
- глубина спуска бурового инструмента;
- глубина перехода внутреннего диаметра труб на другой диаметр.

2.4.3.12. Время рассаживания бурового инструмента, во избежание его прихвата определяется заказчиком и согласовывается с начальником геофизической партии (во время нахождения скважинного прибора в открытой части ствола рассаживание бурового инструмента запрещается).

2.4.3.13. По окончании ГИРС начальник партии проверяет качество проведенных исследований и составляет акт о выполненных работах, который подписывается представителем заказчика и предварительные результаты работ заносятся в буровой журнал под роспись начальника партии и заказчика.

2.4.4. Заключительные работы на скважине

2.4.4.1. Порядок сборки оборудования и схемных соединений определяет начальник партии.

2.4.4.2. Перед выездом на базу ответственные лица за перевозку производят проверку надёжности крепления оборудования, скважинной и наземной аппаратуры.

2.4.4.3. Переезд на базу производится в соответствии следующих норм:

а) не допускается проезд в автомобилях лиц, не имеющих непосредственного отношения к выполняемой работе.

б) при длительных переездах, на остановках и в пути необходимо проверять положение и крепление оборудования и приборов.

2.4.5. Заключительные работы на базе

2.4.5.1. По приезду на базу начальник партии подает в ОПС сведения о выполненном объеме работ.

2.4.5.2. Начальник партии оформляет необходимую документацию на скважине и вместе с геофизическим материалом сдаёт ее в соответствующую службу треста.

2.4.5.3. Работники партии проверяют состояние спецтехники, оборудования и аппаратуры. Аппаратуру и оборудование, требующее ремонта, профилактики или эталонирования сдают в соответствующий аппаратный цех.

2.4.5.4. Контейнеры с источниками сдаются в пункт хранения РВ дежурному дозиметристу под роспись.

2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Метрология – наука о правильности и единстве измерений.

Единство измерений – это состояние измерений, при котором результаты выражены в указанных единицах и погрешности измерений известны с заданной вероятностью, причем эти величины сохраняются неизменными для всей выпущенной аппаратуры данного типа.

Система метрологического обеспечения ГИС представляет собой комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, достоверность и требуемую точность результатов измерений.

Основной целью метрологического обеспечения ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

Общие характеристики геофизического метода:

1. Глубинность метода (радиус зоны исследования)

а) наземная съемка

Глубинность – максимальная глубина, за которой не чувствуется влияния подстилающих пород.

б) измерения в скважине

Глубинность – такой радиус цилиндра, за которым не чувствуется влияния изменения петрофизических свойств пород.

2. Чувствительность

Любой геофизический метод обладает погрешностью измерений

По градуировочному графику можно найти погрешность измерения параметра.

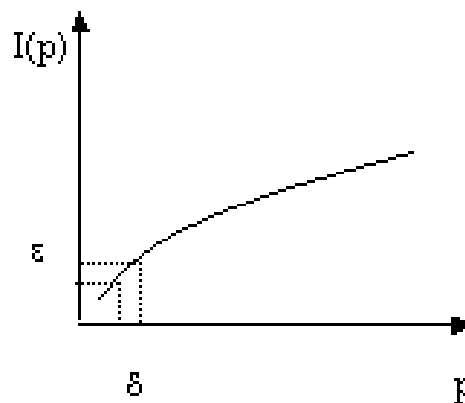


Рис. 5 Градуировочный график.

$$\varepsilon = \left| \frac{\partial I}{\partial p} \right| \delta$$

Данное соотношение называется чувствительностью геофизического метода (размерности)

3. Порог чувствительности

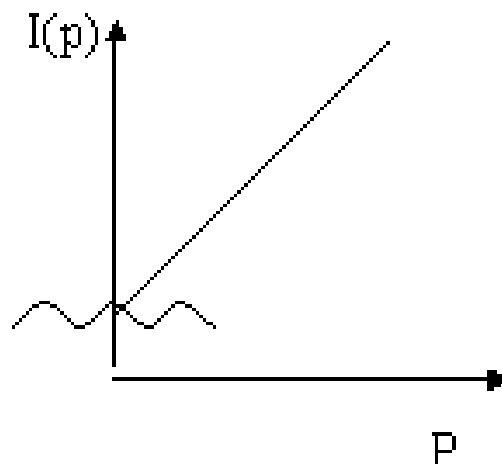


Рис 6. Градировочный график

Вводится для радиоактивных методов, т.к. существует радиоактивный фон и если чувствительность опускается на уровень фона, то определение p становится невозможным.

Контроль точности измерений

Результаты ГИС требуют тщательного контроля, целью которого является выявление ошибочных и не удовлетворяющих техническим условиям материалов.

При одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величины расхождения между первым и вторым замерами. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам. Погрешность регистрации кривых и отклонение градуировочных записей от номинальных значений должны находиться в пределах, указанных в инструкции для каждого метода.

Погрешность измерений ПС не должна превышать 5 % от регистрируемой амплитуды. Искажения кривой ПС из-за намагниченности лебедки, гальванокоррозии, блуждающих токов, перематывания кабеля не должны выходить за предел этой погрешности.

Сползание "линии глин" на кривой ПС, вызванное поляризацией электродов, не должно превышать 1 мВ на 100 м.

Погрешность измерений БК:

допустимые отклонения показаний БК от теоретических - 20%;

допустимая погрешность по контрольной записи - 10%;

нестабильность стандарт-сигнала в начале и конце записи - 3%.

Погрешность измерений кавернометрии

Погрешность измерений при определении диаметра скважин не должна превышать 1,0 см.

На коллекторах обычно наблюдается уменьшение диаметра из-за глинистой корки примерно на 1-2 см.

На плотных глинах регистрируемый диаметр скважины равен диаметру долота.

Кривые отклонения рычагов каверномера (радиусы) могут иметь синусоидальную форму, обусловленную вращением прибора в скважине. При этом кривые профилей должны регистрировать реальный диаметр скважины.

Погрешность измерений ИК

Допустимая погрешность измерений проводимости - 10% от измеряемой величины.

Различие измерения "нуля в воздухе" до и после каротажа - не более 3%.

Кажущиеся удельные сопротивления плотных глин, полученные по активной и реактивной составляющим индукционного каротажа не должны различаться более чем на 10%.

Для пересчета проводимости, полученной по данным индукционного каротажа в сопротивление необходимо пользоваться палетками (либо формулами пересчета) составленными для конкретной аппаратуры.

Погрешность измерений НКТ

Качество материала НКТ оценивается по следующим параметрам:

- допустимая погрешность измерения скорости счета по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 3%;

- в случае проведения калибровки, значения относительной погрешности измерения водородосодержания до и после замера должны удовлетворять неравенству:

$$\delta K_p \leq 4,2 + 2,3 \cdot (40/K_p - 1),$$

где δK_p – относительная погрешность измерения водородосодержания, %;

K_p - водородосодержание, %.

Качество материала ГК оценивается по следующим параметрам:

предельное расхождение от рабочего эталона (в сравнении с днем градуировки) не должно превышать 10%;

погрешность измерений по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 20% при радиоактивности пород до 10 мкР/ч, 15% - при радиоактивности от 10 до 20 мкР/ч и 10% - при более высоких значениях радиоактивности.

2.5.1. Метрологические характеристики метода ПС.

Требования к методическому обеспечению метода заключаются в наличии интерпретационных зависимостей, отражающих влияние на измеренные значения амплитуд ПС условий измерений: толщин и удельных электрических сопротивлений исследуемых пластов, удельных сопротивлений вмещающих пород, удельных сопротивлений и температуры промывочной жидкости.

Первичная и периодические *калибровки* не регламентируются. Полевая калибровка включает в себя запись нуль-сигнала при закороченных электродах М и N и стандарт-сигнала, когда в цепь электродов М и N включен градуированный компенсатор поляризации (ГКП) с напряжением 100 мВ.

Масштаб записи устанавливают по результатам полевой калибровки. В зависимости от амплитуд ПС, наблюдаемых в исследуемом разрезе, используют значения градуировочных сигналов, равные 20 мВ, 50 мВ или 100 мВ.

При записи кривой ПС возможны следующие помехи и искажения:

а) помехи из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов, которые обнаруживают по изменению показаний при неподвижном зонде, изменению кривой ПС при повторном замере, по волнистой форме кривой ПС и наличию на ней не согласующихся с разрезом значений.

Для устранения этих искажений необходимо последовательно применять следующие меры: изменить положение электрода N в емкости с промывочной жидкостью, погрузить его

в скважину, или использовать в качестве заземления обсадную колонну; выбрать время измерений, когда помехи от блуждающих токов минимальны; приостанавливать бурение или эксплуатацию соседних скважин, если помехи вызваны работающими там промышленными установками; применять стабильный зонд (п. 10.2.2.4);

б) искажения кривой ПС гальванокоррозией груза или кожуха скважинного прибора, возникающие в разрезах, представленных породами с высокими удельными электрическими сопротивлениями, которые обнаруживают по различиям в кривых ПС, записанных с электродами, находящимися на одинаковом расстоянии от скважинного прибора, а также по сходству отдельных участков кривой ПС с кривой КС.

Влияние гальванокоррозии устраняют удалением электрода М на 5 - 20 м от металлических деталей, являющихся источником токов гальванокоррозии, или изоляцией этих металлических деталей;

в) искажения кривой ПС, вызванные ЭДС, индуцируемой в кабеле при вращении барабана лебедки с намагниченными стальными деталями; эта ЭДС накладывается на кривую ПС в виде синусоиды с периодом, соответствующим одному обороту барабана.

Контроль качества регистрации ПС проводят:

- Сопоставлением основной и повторной записей, на которых расхождения между зарегистрированными амплитудами ПС не должны превышать 5 % от регистрируемой амплитуды;
- Определением относительной величины искажений кривой ПС вследствие сползания «линии глин», вызванного поляризацией электродов, намагниченностью лебедки, гальванокоррозией, блуждающими токами, которые не должны превышать 20% от максимально возможной амплитуды ПС для пород изучаемого интервала.

2.6. Интерпретация геофизических данных

Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород – не коллекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по

сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтра бурового раствора.

Выделение пород-коллекторов производилось по комплексу качественных признаков диаграмм промыслово-геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;

коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;

геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК, параметр насыщения работающих и неработающих толщин.

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке.

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

Оценка коллекторских свойств. Определение пористости.

По методу потенциала собственной поляризации.

Возможность определения коэффициентов пористости коллекторов по данным естественной поляризации основана на близкой к прямолинейной связи между диффузионно-адсорбционной активностью пород и их относительной глинистостью:

$$А_{да,п} = \eta_{гл} А_{да,гл} = K_{гл,п} * А_{да,гл} / (K_{гл,п} + K_{п});$$

Если породы, вмещающие коллектор, представлены глинами, по минеральному составу близки к глинам, содержащимся в коллекторе, то с поправкой за сопротивление пород

$$А_{пс} = 1 - А_{да,п} / А_{да,вм} = K_{п} / (K_{гл,п} + K_{п})$$

Так как $\eta_{гл,вм}$ близко к единице.

Далее обратимся к палетке для определения коэффициента пористости $K_{п}$ песчаных коллекторов по параметру $А_{пс}$, это палетка кривых $А_{пс} = f(K_{п})$ при $K_{гл} = const$.

Зависимость между $А_{пс}$ и $K_{п}$ наиболее интенсивна в тех случаях, когда между $K_{п}$ и $K_{гл}$ существует коррелятивная связь вида

$$K_{п,р} = K_{п,ск} * e^{-a(K_{гл}/(K_{п,ск} - K_{гл}))} \text{ при } a > 1.$$

Необходимое условие возможности определения $K_{п}$ по $А_{да}$ ($А_{пс}$) - выдержанность минерального состава коллектора и вмещающих пород.

Определение $K_{п}$ по $А_{да}$ ($А_{пс}$) в практике может быть выполнено тремя способами - отношений, вероятностной единицы и приведения к стандартным условиям. Здесь рассматривается только первый способ, дающий наиболее точные результаты.

При определении $K_{п,р}$ способом отношений на интерпретируемую диаграмму наносят линию глин, условно принимаемую за нулевую линию. Далее выбирают опорный пласт с возможно большей постоянной и известной

пористостью (находится другими геофизическими методами или по представительному керну), создающий аномалию $\Delta U_{\text{пс.оп}} = \Delta U^{\text{оо}}_{\text{сп}} * V_{\text{сп,оп}}$.

Для пласта x , коэффициент пористости которого определяют, вычисляют амплитуду $\Delta U_{\text{пс}}$, приведенную к неограниченной мощности

$$\Delta U^{\text{оо}}_{\text{сп.х}} = \Delta U_{\text{сп,х}} / V_{\text{сп.х}}.$$

Где $V_{\text{сп.х}}$ - поправка, которая определяется по палеткам.

И рассчитывают

$$A_{\text{пс}}(U_{\text{сп}}) = \Delta U^{\text{оо}}_{\text{сп.х}} / \Delta U_{\text{пс.оп}};$$

Далее по указанной выше палетке или по кривой составленной для изучаемого разреза, находят $K_{\text{п,р}}$.

Если в разрезе скважины нет коллектора с выдержанной и известной пористостью, в качестве опорной может быть использована другая порода (необязательно высокопористая).

С выдержанной диффузионно-адсорбционной активностью и электрическим удельным сопротивлением. Амплитуду аномалии $\Delta U_{\text{пс.оп}}$ в этой породе занимает эталон, и по отношению к ней составляют эталонную кривую, используемую в дальнейшем для определения коэффициента пористости.

Определение проницаемости.

Способ градиента удельного сопротивления, предложенный М. Тиксье, основан на следующих положениях.

Вблизи водонефтяного контакта под действием капиллярного давления p_k происходит подъем подошвенных вод на высоту

$$h_{\text{пер}} = a p_k / (\delta_v - \delta_n)$$

где a — постоянная величина.

На основании экспериментальных данных коэффициент водонасыщения на расстоянии $h_{\text{пер}}$ от нижней границы переходной зоны:

$$K_{\text{в.св.}} = 1 / (\sqrt{1 + F p_k})$$

где согласно М. Тиксье $F = k_{\text{пр}}^{1/2} / b$.

Здесь b постоянная величина

Метод гамма-активности

Возможность определения коэффициента проницаемости по данным гамма-активности исходит из прямой связи между $q\gamma$ и $K_{г\lambda}$ коллектора, во многом определяющей коэффициент проницаемости.

Для приближенной оценки коэффициента проницаемости может быть использована зависимость $\Delta J\gamma(q\gamma)=f(K_{пр})$, построенная на основании статистической обработки результатов сопоставления $\Delta J\gamma(q\gamma)$ коллекторов с их проницаемостью, определенной другими представительными методами.

Л. П. Долина предложила методику определения $K_{пр}$ по комплексному параметру $A_{пс}/\Delta J\gamma$ позволяющую получить более точные результаты, чем отдельно по этим данным. Это объясняется тем, что возрастание $K_{пр}$ увеличивает $A_{пс}$ и уменьшает $\Delta J\gamma$ следовательно, повышает интенсивность зависимости $A_{пс}/\Delta J\gamma=f(K_{пр})$. Однако некоторые из искажающих факторов, например мощность коллектора, диаметр скважины, оказывают однозначное влияние на $A_{пс}/\Delta J\gamma$ что частично компенсируется в относительном параметре и повышает точность расчета $K_{пр}$.

Метод гамма-активности рекомендуется для исследования песчано-глинистых коллекторов невысокой проницаемости, в условиях которой величина $K_{пр}$ контролируется в основном глинистостью. Менее пригоден он для изучения коллекторов, песчано-алевритовая компонента которых представлена минералами повышенной радиоактивности.

Следует отметить, что методики определения $K_{пр}$ по геофизическим данным разработаны для коллекторов с пористостью гранулярного и микро трещинного типов, и непригодны для макро трещинных и кавернозных коллекторов.

Определение глинистости

Особенности физических свойств пластичной (глинистой) составляющей твердой фазы позволяют в большинстве случаев установить объемное содержание глинистых частиц в коллекторе по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глинистости наиболее широко

распространены методы потенциалов собственной поляризации и естественного гамма-излучения.

Метод потенциалов собственной поляризации

Определение глинистости коллектора методом потенциалов собственной поляризации основано на использовании коррелятивных связей между диффузионно-адсорбционной активностью Ада (Апс) и коэффициентом глинистости Кгл.

Задача решается одним из следующих способов.

Способ относительной амплитуды аномалии $\Delta U^{00}_{\text{пс}}$

Сначала устанавливается зависимость:

$$\text{Апс} = \Delta U^{00}_{\text{пс}} / \Delta U^{00}_{\text{пс.мах}} = f(\text{Кгл})$$

Где $\Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$ - амплитуда аномалии потенциалов собственной поляризации в чистом коллекторе известной пористости.

Для определения глинистости отсчитывают на диаграмме величины аномалии $\Delta U^{00}_{\text{пс.}}$, $\Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$, вносят поправки за мощность и сопротивление изучаемых пород и бурового раствора.

Рассчитав отношение $\Delta U^{00}_{\text{пс}} / \Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$, находят абсциссу Кгл точки кривой ордината которой равна вычисленному Апс.

Этот способ разработан для коллекторов со слоистым залеганием глинистых пропластков.

Метод гамма-активности

В методе гамма-активности коэффициент глинистости определяется по зависимости естественной гамма-активности изучаемых пород от содержания глин известного минерального состава по кривым,

$$\alpha_{\text{ф}} = (q_{\gamma\text{х}} - q_{\gamma,\text{гл}=0}) / (q_{\gamma,\text{гл}=1} - q_{\gamma,\text{гл}=0}) = f(\text{Кгл}).$$

Построенным на основании анализа представленного керна или обработки результатов геофизических исследований скважин. В последней формуле $q_{\gamma\text{х}}$, $q_{\gamma,\text{гл}=0}$, $q_{\gamma,\text{гл}=1}$ - соответственно гамма-активности изучаемого коллектора, чистой неглинистой породы и глин.

В большинстве случаев в разрезе скважин трудно встретить породы с $K_{гг}=1$ и $K_{гг}=0$, поэтому значения $q_{г,гг=0}$ и $q_{г,гг=1}$ предварительно рассчитываются по данным измерений интенсивностей $I_{г,y}$ и $I_{г,z}$ в породах y и z с известной глинистостью, одинакового минерального состава с исследуемой породой и соответственно гамма-активностью. Рассчитав $q_{г,гг=0}$ и $q_{г,гг=1}$ по номограмме находят искомое значение $K_{гг}$.

Величина $q_{г}$ рассчитывается при помощи палеток, поправочных коэффициентов за влияние диаметра скважины и радиоактивность бурового раствора или по специальной номограмме. Еще более точным является использование вместо весовой - объемной гамма-активности.

Если радиоактивность бурового раствора значительно ниже радиоактивности изучаемых пород и диаметр скважины достаточно постоянен, то вместо гамма-активности $q_{г}$ в формулы подставляются значения $I_{г}$ за вычетом фона.

Наибольшие погрешности при определении глинистости коллектора по данным гамма-активности обусловлены высокой радиоактивностью псамито-алевритовой фракции и недостаточным учетом скважинных условий. В связи с этим метод гамма-активности применяется преимущественно для определения глинистости коллекторов, содержащую слабоактивную скелетную фракцию - кварцевых песков и песчаников, известняков и некоторых доломитов, в условиях достаточно постоянного диаметра скважины и бурение скважин на воде или на низкогаммаактивных известковых буровых растворах.

Определение коэффициентов нефтенасыщения

Коэффициент нефтенасыщения k_n определяется методом сопротивлений по параметру нефтенасыщения $R_n(R_g) = \rho_{нп}/\rho_{вп}$.

Где $\rho_{нп}$ – сопротивление нефтенасыщенного пласта;

$\rho_{вп}$ - сопротивление водонасыщенного пласта.

Для вычисления R_n необходимо знать удельное сопротивление $\rho_{нп}$ исследуемой нефтеносной породы и ее сопротивление $\rho_{вп}$ при 100%-ном насыщении пор пластовой водой.

Сопротивление $\rho_{\text{нп}}$ нефтеносной породы определяется по диаграммам кажущегося и эффективного сопротивления.

Сопротивление $\rho_{\text{вп}}$ рассчитывается по данным коэффициента Кппористости породы и сопротивления $\rho_{\text{в}}$ пластовых вод: $\rho_{\text{вп}} = R_{\text{п}} \rho_{\text{в}}$, или, если коллекторские свойства нефтегазоносного объекта достаточно постоянны, принимается равным его сопротивлению за пределами первоначального контура нефтегазоносности.

Определив $\rho_{\text{нп}}$ и $\rho_{\text{вп}}$ рассчитывают $R_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$.

Параметр насыщения неглинистых коллекторов практически не зависят от коэффициента их пористости и является обратно степенной функцией коэффициента $K_{\text{в}}$ водонасыщения. Показатель n степенной зависимости $R_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ возрастает с увеличением гидрофобности коллектора, вычислив $R_{\text{н}}$ по соответствующей номограмме [11. с.353], находят коэффициенты $K_{\text{н}}$ и $K_{\text{г}}$.

Вторым фактором, понижающим точность определения коэффициента $K_{\text{н}}$, является глинистость.

В тех случаях, когда глинистые пропластки чередуются с нефтяными прослоями и угол их встречи со скважиной близок к 90° , удельное сопротивление нефтегазоносной глинистой породы:

$$\rho_{\text{нп,г}} = \rho_{\text{гл}} \rho_{\text{нп}} / ((1 - X_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}} + X_{\text{гл}} \rho_{\text{нп}}),$$

где $X_{\text{гл}}$ – доля пропластков глин в коллекторе.

Если пачка песчано-глинистых отложений водоносна, её удельное сопротивление:

$$\rho_{\text{вп,г}} = \rho_{\text{гл}} \rho_{\text{вп}} / ((1 - X_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}} + X_{\text{гл}} \rho_{\text{вп}}).$$

Таким образом, в глинистых песках и песчаниках отношение:

$$\rho_{\text{нп,г}} / \rho_{\text{вп,г}} = R_{\text{н,г}} = (X_{\text{гл}} \rho_{\text{в}} R_{\text{п}} / (1 - X_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}} + 1) / (X_{\text{гл}} \rho_{\text{в}} R_{\text{п}} R_{\text{н}} / (1 - X_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}} + 1),$$

$$R_{\text{н}} = (A + 1) / (A R_{\text{н}} + 1) R_{\text{н}} < R_{\text{н}}.$$

Из формулы следует, что $R_{\text{н,г}}$ тем значительно отличается от $R_{\text{н}}$ для чистых коллекторов, чем больше значение $R_{\text{н}}$ и параметр:

$$A = X_{\text{гл}} \rho_{\text{в}} R_{\text{п}} / (1 - X_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}} + 1,$$

т.е. чем больше в породе глинистого материала, тем больше его удельное сопротивление $\rho_{\text{гл}}$ выше и меньше коэффициента K_p пористости коллектора (выше R_p). Таким образом, в отличие от чистых коллекторов для глинистых коллекторов $R_{n,g}$ зависит от коэффициента пористости. Повышение глинистости уменьшает $R_{n,g}$ относительно R_n и, следовательно, занижает K_n , если параметр $R_{n,g}$ определен без учета глинистости.

Отметим, что величина K_n полученная по кривым $R_{n,g} = f(K_n)$, относится к $1 - X_{\text{гл}}$ объема коллектора. Поэтому в тех случаях, когда при подсчетах запасов нефти и газа берется мощность полная коллектора, следует использовать значение $K_{n,\text{расч}}$, определяемое по формуле:

$$K_{n,\text{расч}} = K_n(1 - X_{\text{гл}})$$

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Геофизическое обеспечение при бурении горизонтальных скважин

Горизонтальная скважина – это скважина, которая имеющая достаточно протяженную фильтровую часть, сравниваемую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно в длину напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2-10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Скважина с горизонтальным окончанием с углами наклона от вертикали менее 55° является разновидностью наклонно-направленной скважины и изучается традиционными средствами и методами. Область с углами наклона от 55° до 110° называют горизонтальным и именно его изучения требуют применения нетрадиционных определенных технологических комплексов и специальных технических средств, а интерпретация полученных данных должна учитывать особенности модели горизонтального пласта.

Первоочередными субъектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с определенной гранью возможности проведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низко-проницаемые не однородные пласты-коллекторы более малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальными трещинами;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на более поздней стадии разработки.

Процесс поступления информации из бурящейся горизонтальной скважины следует подразделить на три части:

- замеры в процессе бурения с целью определения незамедлительных решений и распознавания следующей геологической ситуации;

-замеры после бурения с целью более тщательного изучения физических свойств вскрытого пласта (пористой, проницаемости, глинистости, нефтенасыщенности), его геометрии (расстояния, мощности, наклона);

-замеры во время освоения и эксплуатации объекта (профиля притока, продуктивности разных мест горизонтального ствола, технического состояния скважин). Эти части разделены определенным промежутком времени и требуют разных технических средств и технологических приемов исследований.

Изучения в ходе бурения (в настоящем масштабе времени), безусловно, не обеспечивают (в основном по объему) той исчерпывающей информацией, которую необходимо в полном объеме представления о протяженности пласта, изменении его коллекторских свойств по простиранию площади. Более точную информацию можно получить с использованием геофизических приборов. Такие исследования относятся к наиболее часто встречающейся в практике получения информации второй части исследований горизонтальных скважин. Технология и технические средства геофизических исследований скважин (ГИС) при этом довольно часто отличаются от технологий, применяемых в процессе бурения.

Третью часть исследований проводят после окончания бурения в процессе воздействия на дренированный пласт для вызова притока (смена раствора на воду, воды на нефть, аэрация, понижение уровня компрессором и.т.д.) на объектах с горизонтальными скважинами, находящихся в эксплуатации.

Вопросы геофизических исследований горизонтальных скважин

Целью геофизических изучений горизонтальных скважин является решение традиционных геологических задач:

- исследование геологического строения разбуриваемых областей;
- стратиграфическое расчленение разреза (в том числе по простиранию пласта, вскрытого горизонтальной скважиной);
- уточнение характера коллектора и определение его фильтрационно-емкостных свойств;
- оценка типа насыщения;
- определение направления ствола скважины.

В отличие от вертикальных и наклонно-направленных скважин технология бурения которых в общем случае не потребует текущей геофизической информации, за исключением инклинометрических измерений, для эффективной проводки горизонтальной части ствола, при более точном соответствии его проектной траектории, необходима постоянная информация о литологическом строении вскрываемого забойной частью

горизонтальной скважиной разреза, употребляемая в целях скорой корректировки направления ствола при встрече непредвиденных разностей не коллекторов (аргиллитов, плотных, низко пористых или глинистых прослоев), при выходе за пределы объекта (в случае локальных изменений углов падения пластов) и т.п. Приведенная (навигационно-технологическая) задача разрешается путем непрерывных инклинометрических измерений и изучения гамма каротажем (ГК) и электрическим каротажем (ЭК) во время бурения, т.е. проведения геометрического и литологического слежения за контролем положения забоя горизонтальной скважины. Сигнальную информацию изменения литологического состава может дать литолого-битуминологический экспресс-анализ шлама.

Во время изучения горизонтальных скважин с зенитными углами ствола скважины более 60 град., когда мощность трения приборов о стенку скважины превышает их силу тяжести (естественного движителя приборов), перед геофизической службой возник совершенно новый технологический вопрос - доставка скважинной геофизической аппаратуры к забою горизонтальной скважины и транспортировка ее по стволу скважины.

Геофизические приборы (сборки приборов) транспортируют до забоя, размещенные в специальном защищенном контейнере с отверстиями, закрепив контейнер на последней бурильной трубе или НКТ.

Недостатки технологии:

- Невозможность реализации необходимого комплекса исследований из-за наличия стеклопластикового контейнера;

- Высокая аварийность работ, связанная с обрывами каротажного кабеля и бурильного инструмента;

- За один спуско - подъем бурильного инструмента производится регистрация геофизических параметров от одного прибора (одного метода);

- Большие затраты времени на производство исследований – в среднем 25 часов на одну операцию, без учета аварийных ситуаций.

Недостатки технологии:

- существующие каротажные подъемники позволяют взять на лебедку не более 2000 погонных метров спецкабеля;

- максимальная достигнутая проходимость скважинной аппаратуры по горизонтальному участку ствола составляет 200 метров;

- С помощью колонны специальных труб, содержащих внутри кабельный канал связи;

Технология доставки скважинных приборов с усиленными по прочности кожухами с помощью колонны специальных труб, аналогичных бурильным трубам, применяемым при электробурении, и содержащим внутри кабельный канал связи.

- С помощью автономной аппаратуры, спускаемой на буровом инструменте; Автономный скважинный прибор наворачивается на буровой инструмент и с его помощью доставляется в горизонтальный участок ствола скважины. По истечении заданного времени включается измерительная схема скважинного прибора.

Недостатки технологии:

-ограниченный и не достаточный комплекс исследований геофизическими методами (КС-3 зонда, ПС, ГК, НГК, Инклинометр) продуктивных горизонтов Западной Сибири. В частности, что особенно важно для расчленения терригенных отложений недостаточная информативность метода нейтронного-гамма каротажа, нестандартные размеры зондов электрического каротажа.

-Сложности при эксплуатации автономного прибора: большие габаритные размеры (длина=8м., диаметр=180мм.), большой вес (450кг.), необходимость технических средств для погрузки, перевозки, разгрузки и т.д.

-Ограниченные возможности при исследовании скважин с малым радиусом искривления и диаметром ствола скважины.

-Ограниченное время автономной работы скважинного прибора в процессе регистрации (4-5 часов)

-При проведении спуска бурильного инструмента скважинный прибор находится снизу бурильного инструмента (возможна его поломка)

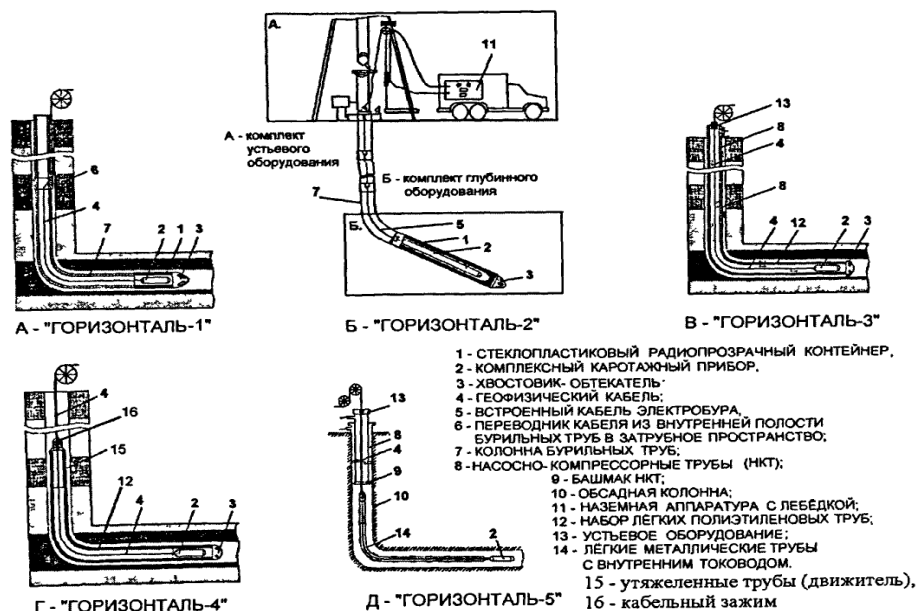


Рис. 7

Технологии промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин технологическими комплексами типа «ГОРИЗОНТАЛЬ».

В отечественной практике проведения ГИС в ГС используются две основные технологии:

Проведения ГИС автономной аппаратурой, спускаемой на буровом инструменте;

Проведение ГИС комплексом стандартных приборов, помещаемых в электрорадиопрозрачный пластиковый контейнер, спускаемый на буровом инструменте.

Специфика технико-технологических средств и методики проведения промыслово-геофизических исследований в ГС. Телеметрические системы.

Задача надежного контроля текущих координат забоя ГС в процессе бурения решается путем применения магнитометрических датчиков типа ИМММ-73, ИН1-721 и телеметрических систем.

Забойные телеметрические системы (ЗТС) для измерений в процессе бурения появились с целью получения данных о траектории ствола бурящейся скважины.

По терминологии, существующей за рубежом, их называли MeasurementWhileDrilling - измерения в процессе бурения (MWD).

Так в составе MWD-системы появились геофизические зонды, сначала естественного гамма - каротажа (ГК), а затем и зонды для измерения электрического сопротивления горных пород (токовый каротаж (ТК), боковой каротаж (БК), акустический каротаж (АК), радиоактивный (РК) и электрический каротаж (ЭК)).

MWD-система - это инклинометр либо в чистом виде, либо с одним (ГК) или двумя геофизическими (ГК+БК) и технологическими датчиками, способными "привязать" ствол к геологической ситуации, а LWD-система - комплекс (инклинометрия + зонды РК, ЭК, АК и др.), способный заменить или сократить до минимума промыслово-геофизические исследования после бурения ГС.

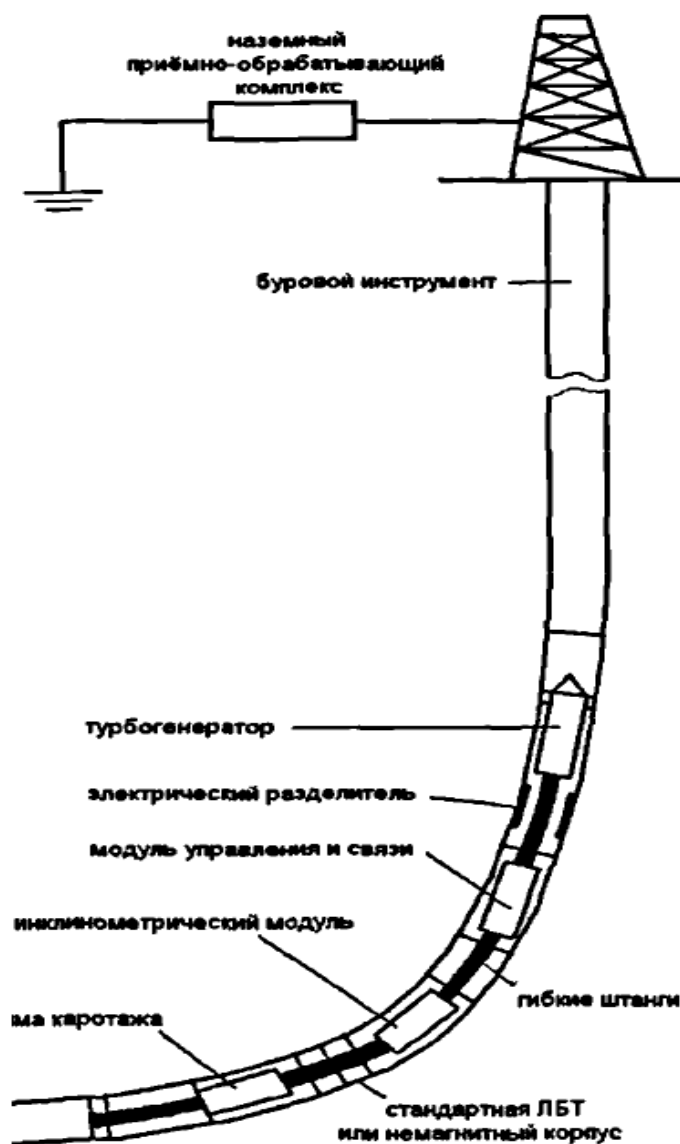


Рис. 8 Функциональная схема телесистемы.

Каналы связи, применяемые в забойных телеметрических системах

Основное предназначение систем телеизмерений в время бурения скважин заключается в оперативном получении с забоя данных глубинных замеров, используемых для уточнения режима бурения с целью его оптимизации (установления оптимальной частоты вращения долота и осевой нагрузки на долото и др.), определения и корректировки направления ствола скважины, исследование физических свойств пересекаемых скважиной горных пород.



Рис. 9 Канал связи

Совокупность технологических средств, предназначенных для передачи сообщений от источника к получателю, образует канал связи. Этими средствами являются передатчик, линия связи и приемник. Канал связи вместе с источником и получателем сообщения образует систему связи.

Линия связи - это среда, предназначенная для передачи сигналов от передатчика к приемнику. Информация от забоя скважины на поверхность может передаваться с помощью:

- проводных линий связи, встроенных в бурильный инструмент, в том числе токоподводов электробура;
- гидравлических импульсов по промывочной жидкости;
- акустических импульсов по металлу инструмента или по промывочной жидкости;
- электромагнитных колебаний.

В качестве альтернативного (на данном этапе) варианта изучения горизонтальных скважин во время бурения внедрена в производство методика литологического слежения положения забоя горизонтальных скважин путем

проведения привязочных и периодических корректирующих каротажей серийной скважинной аппаратурой с помощью технологических систем.

Привязочный каротаж осуществляется сокращенным комплексом (РК или ЭК) за 30-40 м до вскрытия запланированного горизонта с целью отбивки маркирующего пласта-репера и уточнения траектории ствола скважины.

Корректирующие каротаж (РК+ЭК) проводятся через 50-70 м проходки по заданному объекту с целью точной отбивки его кровли, положения забойной части ствола ГС относительно литологических границ и предварительной оценки характера насыщения коллектора.

Полноценный (обязательный) комплекс ПГИ (и контрольный инклинометрический замер) проводится по достижении запланированного забоя с целью детального изучения физики вскрытого объекта (пористость, нефтенасыщенность, характер зональных неоднородностей, текстурно-структурные особенности) и его геометрии (мощность, протяженность, углы падения пластов).

Информационное обеспечение

Для информационного геофизического обеспечения глобального бурения горизонтальных скважин и РГС обязателен системный подход, учитывающий все особенности, возникающие при разработке горизонтальных скважин и РГС.

Система информационного геофизического обеспечения горизонтальных скважин и РГС составными элементами являются:

1. Разработка проекта куста (кустов) ГС и ННС, составленный на основе предварительного проведения ВСП или сейсмоакустического просвечивания по специальной сетке с охватом всего объекта, где проектируется бурение горизонтальных скважин.

2. ЗТС с навигационными геофизическими зондами, дающую пеленгацию границ пласта (кровля - подошва) и границ раздела флюида (ГНК, ВНК) относительно направления скважины с целью ее более оперативной корректировки.

3. Автономный сбросовый многоточечный (непрерывный) инклинометр для контроля работы направления системы забойной телеметрической системы в ходе проведения подъема буровых бурильных труб (инструмента).

4. Автономный аппаратно-методический комплекс (АМАК) для промежуточных и заключительных каротажей открытого ствола горизонтальных скважин на буровом инструменте, дающие скорейшее безаварийное ведение работ с обеспечением комплекса исследований, обязательного и достаточного для корректировки направления ствола скважины и выдачи окончательного заключения по скважине с определением основных геофизических параметров.

5. Автономный аппаратно-методический комплекс для реализации технологии «каротаж - испытание - каротаж» на буровом инструменте с получением комплексной геофизической и гидродинамической информации (со снятием КВД в различных интервалах), достаточной для исхода комплексного отчета.

6. Компьютеризированный комплекс ГТИ, оснащенный датчиками, ПО и технологий, достаточных для решения описанных выше функциональных вопросов ГТИ, включая контроль (исследования) операции цементирования, работу с автономными сбросовыми инклинометрами, ЗТС и АМАК.

7. Комплекс скважинной аппаратуры новейшего поколения для контрольного наблюдения за освоением и работой действующих горизонтальных скважин со средствами ее транспортировки на забой скважины.

8. Мощнейшее современное ПО для комплексной интерпретации геофизической, гидродинамической и геолого-технологической информации в сопоставлении ее с информацией ВСП, обязательной для подтверждения по геологическому строению объекта разработки, и создания данных по месторождениям, разрабатываемым с применением горизонтальных скважин и РГС.

9. Постоянная спутниковая связь между участниками Проекта. Создание системы информационного геофизического обеспечения.

ГС и РГС потребует усиления полного ряда специальных научно-исследовательских коллективов серьезные временные и материальные затраты финансов, альтернативы этому не существует, так как без создания и внедрения данной системы добиться хорошей эффективности разработки месторождений с применением ГС и РГС невозможно.

Информативность промыслово-геофизических исследований проведенных серийной аппаратурой в условиях горизонтальных скважин

В условиях горизонтальных скважин (в сравнении с ВС) изменяется значимость и информативность методов. Результаты инклинометрических замеров обязательны на всех этапах анализа и интерпретации материалов ПГИ.

Методы ЭК (ПЗ, БК, ГЗ) не несут однозначной информации о границах пластов, пересеченных горизонтальных скважин, так как вследствие достаточной их глубинности действие пласта на показания методов начинается еще до встречи его границ (кровли или подошвы) со стволом горизонтальной скважины, что вызывает «размывание» граничного эффекта. Степень «размыва» зависит от многих факторов: угла встречи ствола скважины и границ пласта, сопротивления пластов, вертикальной и радиальной характеристик зондов и т.п.

В условиях горизонтальной скважины наиболее приоритетными при определении границ пластов и уточнении литологических особенностей объекта являются радиоактивные методы в силу их малой глубинности и отсутствия влияния на их показания структуры и текстуры горных пород.

Применение метода БКЗ для определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов в условиях ГС из-за резкой радиальной анизотропии нецелесообразно вследствие невозможности учета всего спектра искажающих факторов и мультипликативного характера их влияния на показания каждого из зондов БКЗ.

Комплекс БК – ИК в условиях ГС является наиболее эффективным при определении пластов-коллекторов или близких к ним значений, т.е. при оценке характера их нефтеводонасыщенности. При этом характер влияния вмещающих

пород и зоны проникновения (ее геометрии) на показаниях БК и ИК в горизонтальных скважинах радикально отличается от условий вертикальных скважин.

Анализ физических основ методов волнового каротажа проводимости (ВКП), электромагнитного каротажа (ЭМК) и фактических материалов исследований в вертикальных скважинах показывает, что исследования ГС комплексом зондов ВКП и ЭМК могут быть более эффективными, чем комплекс БК-ИК.

Заключение

Нефтегазодобывающие предприятия осуществляют свою производственную деятельность постоянно из года в год в меняющихся, к сожалению, не в лучшую сторону условиях.

На начальном этапе разработки месторождения происходит освоение и ввод в эксплуатацию значительных мощностей по добыче, сбору и подготовке нефти и газа, а также систем поддержания пластового давления. Значительные работы выполняются по бурению и вводу в эксплуатацию новых скважин. Выходные показатели при этом во времени существенно меняются. В этих условиях инженерно-техническим работникам приходится этап за этапом решать множество сложных и нередко непредвиденных задач.

В последующие годы после ввода в эксплуатацию месторождения также происходят существенные изменения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Возникают новые проблемы, связанные с поддержанием уровня добычи нефти, ограничением объемов попутно добываемой воды и обеспечением полноты выработки запасов нефти при приемлемых экономических показателях. Кроме того, повседневного внимания требуют задачи обеспечения экологической безопасности процессов добычи нефти.

Другой характерной особенностью условий деятельности предприятий является рассредоточенность значительного численности скважин и других производственных объектов, каждый из которых выполняет определенную функцию с конечными технико - экономическими показателями. Обеспечение эффективной их работы требует повышенного внимания и оперативного контроля.

Особое место занимают добывающие и нагнетательные скважины, на которых

установлено определенное оборудование, потребляющее энергию и изнашивающееся во времени. Работа скважин и установленного оборудования

должна происходить в оптимальных режимах, соответствующих минимальным затратам энергии, максимальной продолжительности МРП и т.д. Производительность глубинных насосов должна соответствовать дебитам скважин. Кроме того, при эксплуатации скважин происходят различные осложнения, ухудшающие показатели их работы.

В новых условиях производственно-хозяйственной деятельности нефтедобывающих предприятий необходимо активизировать контроль и оптимизацию работы многочисленных скважин и других объектов. Это требует коренного улучшения аналитической работы по поддержанию оптимальных условий эксплуатации скважин и другого оборудования.

Безусловно, наиболее полное решение задач контроля, анализа и регулирования работы скважин и других объектов возможно на основе полной компьютеризации технологически процессов с использованием первичных датчиков информации, обработкой и анализом полученных данных, а также активным своевременным регулированием режимов работы скважин и скважинного оборудования без вмешательства человека.

Для решения указанных вопросов в последние годы на промыслах вводятся различные системы контроля за работой объектов нефтедобычи. Однако решение проблемы в полном объеме требует от инженеров-нефтяников и промышленности новых усилий по созданию, производству новых систем контроля, анализа и регулирования.

Изложенные в книге материалы окажут реальную помощь в решении задач по поддержанию оптимальных условий эксплуатации нефтепромыслового оборудования и обеспечению высоких технико-экономических показателей добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геофизические методы исследования. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
2. Дахнов В.Н. "Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород". М., Недра, 1975г.
3. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С, Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
4. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987г.
6. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин: учебное пособие. - С.-Петербург: Международная академия наук экологии, безопасности человека и природы (МАНЭБ), 2001, 298 с.
7. Техническая инструкция по проведению геолого – технологических исследований нефтяных и газовых скважин –М.: НЕДРА, 2001.
8. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах –М.: НЕДРА, 2001.
- 9 Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 199 е.:
- 10 Совершенствование бурения горизонтальных и разветвлённо- горизонтальных скважин. / Авт.: Н.К. Байбаков, Б.И. Абызбаев, А.Г. Калинин и др. - М.: // Нефтяное хозяйство, 1997. - №4. - С. 8-9.
- 11 Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами. / Авт.: В.С. Евченко, Ю.М. Марков, В.П. Максимов и др. - М.: Недра, 1964. - 326