

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Методы акустического контроля цементирования и шумометрии при
исследовании технического состояния скважин на Повховском
месторождении».

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 6 курса 631 группы
020302 специальности геофизика
геологического факультета
Кузнецова Евгения Геннадьевича

Научный руководитель

К.Г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н.Волкова

Зав. кафедрой

К. Г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

Введение. Геофизические работы при контроле за разработкой месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в необсаженных скважинах. При контроле исследуются различные категории скважин при различных режимах их работ и каждая обсаженная скважина, как объект измерений требует индивидуального подхода как к методике так и к интерпретации полученных данных.

Реальная ситуация в отрасли такова, что объемы бурения падают и значимость геофизического контроля за разработкой месторождений для снижения темпов падения добычи и ее последующей стабилизации существенно возрастает. Однако анализ состояния развития геофизических работ показывает, что сегодня уровень развития техники, обработки и интерпретации, достоверности решения задач в целом значительно ниже в задачах контроля за разработкой месторождений.

В контроле за разработкой выделяют следующие основные направления:

- изучение процесса выработки запасов залежей нефти;
- оценка эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения;
- диагностика состояния нефтяных пластов и скважин, включающая в себя в том числе выявление затрубной циркуляции флюидов.

В настоящее время имеется методическая база, позволяющая решать задачи, по всем направлениям. Между тем наибольший объем исследований в производстве выполняется для решения задач, связанных с диагностикой пластов и скважин. Диагностика - это изучение признаков и оценка параметров, характеризующих состояние пластов, скважин и затрубного пространства, геофизическими методами. Специфика решения задач диагностики обусловлена существующим разнообразием категорий скважин, различным уровнем обеспеченности аппаратурой, различиями геологических условий, наличием определенных традиций по регионам. Анализ решения задач диагностики показывает, что достоверность выдаваемых результатов

геофизических исследований здесь не всегда высокая. Одной из причин этого является недостаточное оснащение производства современными методическими разработками по отдельным методам и комплексам геофизических методов.

В направлении диагностики состояния нефтяных пластов и скважин выделяют три группы задач.

Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта . Сюда относят :

Определение интервалов притока и поглощения жидкости

Определение мест притока нефти , воды и газа

Определение продуктивного пласта и расхода флюида

Определение энергетических параметров пласта ($R_{пл}$, $R_{заб}$, $R_{нас}$, $T_{пл}$, $T_{заб}$)

Контроль технического состояния скважины. Сюда относят :

Определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины

Выявление межпластовых заколонных перетоков в скважине

Исследование интервалов перфорации обсадных колонн

Контроль за работой насосно – подъемного оборудования

Определение статического и динамического уровней жидкости и нефти – водораздела (НВР) в межтрубном пространстве

Определение мест положения и режима работы глубинного насоса

Определение герметичности насосно – компрессорных труб (НКТ)

Задачи диагностики решаются при установившихся и не установившихся режимах работы скважины. В общем случае диагностика скважин и пластов осуществляется методами термометрии, расходомерии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии и шумометрии.

В данной работе поставлена цель, связанная с контролем технического состояния скважин, что подразумевает определение мест

нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявление межпластовых заколонных перетоков.

Существует много способов контроля, но мы остановимся на двух методах. Первый метод - это метод акустического контроля цементирования. И второй – это метод акустической шумометрии.

Для достижения поставленной цели необходимо было выполнить следующие задачи:

1 Ознакомиться с физико - геологическими основами методов акустического контроля цементирования и шумометрии.

2 Рассмотреть основные характеристики технического состояния обсаженных скважин.

3 Проанализировать методику исследования скважин акустическими методами.

4 Выявить интервалы нарушения герметичности обсадной колонны.

Содержание. В разделе 1 представлены физико - геологические основы методов акустического контроля цементирования и шумометрии. Приведены данные из истории возникновения этих методов.

После появления на рубеже 60-70-х годов серийных отечественных приборов акустического каротажа (АК) объемы применения метода в стране быстро стабилизировались и составили в конце 80-х годов 8-10% от общего объема ГИС. В условиях применения аналоговой измерительной техники и ручной обработки данных для решения разнообразных задач использовались преимущественно характеристики продольной (Р) головной волны. Эта волна фиксируется в первых вступлениях регистрируемых сигналов АК и не искажена интерференцией с другими, более медленными волнами. Значения ее скорости V распространения (интервального времени $t=1/v$), амплитуда A и эффективного затухания α широко применялись для расчленения разрезов скважин, определения коэффициентов K_p пористости пород с межзерновыми порами и выделения на этой основе гранулярных коллекторов, оценки качества цементирования обсадных колонн.

На уровне лабораторных и опытных скважинных работ в те годы изучались возможности применения для решения геолого-технических задач характеристик других, помимо продольной, типов волн – поперечной S, Лэмба L, Стоунли St, отраженных и т.д. В те же годы начались исследования по изучению горных пород методом АК через обсадную колонну.

С развитием технических средств АК постоянно увеличивалось количество геологических и технических задач, решаемых в открытых и обсаженных скважинах, и качество самих решений. Технические задачи в обсаженных скважинах включают в себя выявление нарушений обсадных колонн (порывов, смятий, коррозий), оценку заполнения затрубного пространства цементом и степень его сцепления с колонной и породами, обнаружение в цементном камне вертикальных каналов и зон вспученного цемента, определение поступления в скважину пластовых флюидов и их заколонных перетоков, интенсификацию дебитов.

Рассмотренно техническое состояние обсаженных скважин и его основные характеристики.

Понятие «техническое состояние обсаженных скважин» имеет в различных условиях весьма широкое толкование и зависит во многом от конкретных условий, в которых оно применяется. Применительно к обсаженным нефтегазовым скважинам техническое состояние последних оценивается на основании информации о следующих факторах:

- состояние контактов цементного кольца с колонной и породой;
- наличие, местонахождение и размерах дефектов цементирования объемно-контактного типа в заколонном пространстве;
- наличие и местонахождение заколонных перетоков;
- наличие и местонахождение участков колонны с коррозией ее внутренней поверхности;
- наличие, местонахождение и характере дефектов герметичности стенок обсадной колонны;
- состояние изоляции цементного камня и заколонного пространства.

Выявлены основные физические явления, определяющие формирование волнового поля в стволе скважины и прилегающей породе. Такие как: кавернозность, проницаемость, трещиноватость.

В разделе 2 представлена геолого-геофизическая характеристика района работ. Описана литолого – стратиграфическая характеристика разреза.

Геологический разрез Повховского месторождения сложен мощной (более 3000м.) толщей осадочных терригенных пород мезо – кайнозойской и четверичной групп, подстилаемых метаморфическими и изверженными породами палеозойского возраста.

Осадочные мезозойские отложения являются объектом детального изучения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность Западно – Сибирской плиты.

Выделены основные элементы тектонического строения.

В тектоническом отношении Повховское месторождение расположено на границе Сургутского и Нижневартовского сводов и приурочено к району сложного строения, включающего крупные положительные структуры второго порядка: Больше – Котухтинское и Айкаеганское куполовидные поднятия с зонами перехода между ними. В пределах каждого из поднятий выделяются положительные структуры третьего и четвертого порядков, в частности на Айкаеганском поднятии отмечается Средне – Ватьеганская структура третьего порядка, которая в свою очередь осложнена группой мелких поднятий четвертого порядка. На востоке Средне – Ватьеганская приподнятая зона осложнена Сардаковским локальным поднятием, а северный ее склон полого погружается в сторону Больше – Котухтинского локального поднятия, разделяясь с ним глубокой седловиной (не более 25 м). Собственно Повховское месторождение включает три эти структуры. Нефтегазоносность.

По доле нефтесодержания в поровом пространстве коллекторов месторождения приоритетное значение имеют пласты БВ8 и ЮВ1. Подчиненную роль играют залежи пластов БВ7, БВ9-10.

Продуктивные отложения толщи БВ8-10 можно рассматривать как единую гидродинамическую систему с единым водонефтяным контактом. Но конкретно по отдельным участкам и зонам выделяются экраны, расслоение пластов, замещение их глинистыми отложениями, затрудняющими вертикальную флюидопроводимость.

Залежь пласта БВ8 является пластовой литологически экранированной, ограничивается с запада, юга и востока зонами замещения коллекторов. Водяной контакт, отбивается только в северной и северо-восточных частях месторождения. Испытанием скважин ВНК нигде не подсечен. Среднестатистические отметки ВНК по ГИС: на севере – 2666 м., в районе скважины 96 – на отметке 2661, в восточной части залежи ВНК принят на отметке 2658 м.

Водоносность

Повховское месторождение приурочено к центральной части Западно – Сибирского артазеанского бассейна. В разрезе рассматриваемого района выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных друг от друга регионально выдержанными водоупорами.

Первый водоносный комплекс охватывает трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и нижнеюрские отложения. Второй – верхнюю часть среднеюрских отложений. Третий – нижнюю часть нижнемеловых отложений. Четвертый – верхнюю часть нижнемеловых отложений. Пятый водоносный комплекс – верхнемеловые отложения. Шестой – палеоген.

В разделе 3 представлена методика работ и используемая аппаратура.

Комплексная термошумоакустическая аппаратура ЗАС–ТШ предназначена для контроля качества цементирования обсадных колонн, выделения фильтрующих интервалов заколонного сообщения, оценки воздействия перфорации на цементное кольцо, контроля гидросвабивания,

оценки характера насыщенности малопродуктивных пластов и определения возможности заколонного сообщения.

Аппаратура позволяет измерить динамические и кинематические параметры упругих волн период акустических шумов и температуру.

При эксплуатации аппаратуры должны использоваться серийная каротажная станция, одножильный бронированный кабель любого типа по ГОСТ 6020-82 длиной до 6000 м и каротажный регистратор «ГЕКТОР» ГЕ-1-00-00-00 показанный на рисунке 1.

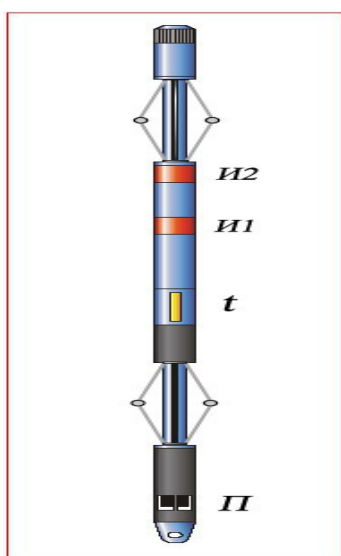


Рисунок 1 - Регистратор «ГЕКТОР».

Регистрация волнового пакета, спектра шумов, температуры производится регистратором «ГЕКТОР», который является специализированным устройством цифровой записи данных поступающих от скважинного прибора в память бортового компьютера для оцифровки и записи на жесткий диск компьютера в функции глубины.

В разделе 4 показаны результаты исследований, полученные по данным комплекса АКЦ.

Заключение. В дипломной работе была достигнута поставленная цель, связанная с контролем технического состояния скважин. Были определены места нарушений герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявлены межпластовые заколонные перетоки.

Для достижения цели необходимо было ознакомиться с физико - геологическими основами методов акустического контроля цементирования и шумометрии, рассмотреть основные характеристики технического состояния обсаженных скважин и проанализировать методику исследования скважин акустическими методами.

При контроле за разработкой определенных скважин Повховского месторождения акустическими методами были получены следующие результаты:

Скважина № 1857.

В интервале исследований 2790,0 – 2925,0 м выявлен интервал заколонной фильтрации жидкости 2855,0 – 2880,0 м Герметичность данной скважины в основном пониженная по всем режимам (фон, компрессирование, приток), в некоторых местах очень низкая (значения Ак принимают максимальные значения). Контакт колонна – цемент в основном сплошной на отдельных участках частичный или отсутствует вообще. Картина ФКД достаточно яркая, что говорит не о самом хорошем цементе данной скважины.

В скважине № 1338 при обработке ФКД выяснилось полное отсутствие сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной во всем интервале детальных исследований. Наличии перетоков в интервалах 2735,0 – 2758,0м и 2773,2 – 2783,0м.

На скважине № 4207 по данным проведенных исследований выделяются два интервала негерметичности обсадной колонны 2300-2312 м и 2317-2328 м. Интервал 2329-2343 м выделяется как негерметичный, переточный интервал с большим кольцевым зазором, образующимся под давлением.

На скважине № 3171 по результатам обработки ФКД в интервале 2919,5 – 2936,9м присутствуют все виды заколонного движения жидкости.

На скважине № 2189 по данным АКЦ наблюдается ухудшение сцепления цементного камня с колонной на притоке на депрессии в интервале 2894 – 2909м. Точечная шумометрия так же показывает на наличие движения за

колонной жидкости выше интервала перфорации. Наличии заколонного перетока вверх в интервале 2893,0 – 2909,0м.

Таким образом в дипломной работе была показана эффективность применения комплекса АКЦ+Ш вместе со стандартным комплексом методов по исследованию скважин с компрессированием при решении задачи выявления заколонной циркуляции флюидов.

