

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Выявление негерметичности эксплуатационной колонны,
обусловленной коррозией по данным МИД в скважине №7043
Лянторского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Христюкова Александра Андреевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

Введение. Техническое состояние эксплуатационной и нагнетательной скважин определяет их долговечность как сооружений, предназначенных для постоянной эксплуатации. Актуальной задачей контроля за техническим состоянием скважин является выявление мест нарушений эксплуатационной колонны, установление причин их возникновения. Как правило, нарушения негерметичности колонн может происходить уже через 10-15 лет после ввода скважины в эксплуатацию. Повреждения конструкции скважины преимущественно связаны с коррозией металла при контакте с соленой пластовой водой и с сероводородом, содержащимся в нефти.

В практике эксплуатации месторождений данные нарушения своевременно выявляются и вовремя фиксируются с помощью методов ГИС. Одним из методов выявления интервалов перфорации, интервалов подверженных развитию коррозии, определению внутреннего диаметра колонны и толщины стенок являлось использование высокочастотного акустического дефектомера (ВАД). Однако данный метод имеет свои ограничения связанные с влиянием шлама, находящегося в растворе, газовой фазы, отложений на внутренней стороне колонны и необходимостью специальной подготовки скважины к проведению измерений.

Современные исследования показали, что наиболее перспективным методом для определения мест негерметичности обсадных колонн на месторождениях Западной Сибири является магнито-импульсная дефектоскопия– толщинометрия (МИД) [1,2]. Кроме того, развитие наклонно-направленного и горизонтального бурения эксплуатационных скважин внешний диаметр которых не превышает 146 мм, а внутренний 132 мм, потребовало разработки малогабаритных дефектоскопов – толщиномеров. К такого типа можно отнести MultifingerImaging Tool (МИТ), основанный на регистрации электромагнитного поля в скважине.

Цель написания выпускной квалификационной работы состояла в оценке возможности выявления негерметичности эксплуатационной колонны, обусловленной коррозией, с помощью прибора MultifingerImaging Tool (МИТ)

на примере скважины №7043 Лянторского месторождения.

Для решения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

- дана геолого-геофизическая характеристика Лянторского месторождения Западной Сибири;

- изучены теоретические основы и аппаратура МИД;

- охарактеризован комплекс ГИС, применяемый в эксплуатационных скважинах Лянторского месторождения;

- выделены интервалы коррозии эксплуатационной колонны по данным метода МИД на примере скважины № 7043 Лянторского месторождения.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования

2 Методика работ

3 Результаты исследования

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»

Лянторское месторождение выявлено в июне 1966 года. Административно Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Лянторское месторождение – одно из крупнейших нефтегазовых месторождений в Западной Сибири. Введено в разработку в 1978г. Его нефтеносность связана с нефтегазовыми пластами АС₉₋₁₁ (верхняя подсвита вартовской свиты по стратиграфической схеме 1978г.), нефтяными пластами БС₈² вартовской свиты и БС₁₈ (ачимовская пачка) мегионской свиты.

Основные запасы нефти (99,6%) приурочены к нефтегазовым пластам АС₉₋₁₁. Проектный уровень добычи нефти (10 млн. т) на месторождении был достигнут в 1989г., максимальный уровень в 1990 г. составил 10,35 млн.т.

Геологический разрез изучаемой территории представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом пермо-триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода. В тектоническом плане локальные поднятия, контролируемые Лянторское месторождение, приурочены к Пимскому и Востокинскому валам.

В дипломной работе, в соответствии с задачами исследования, будут более детально рассмотрены залежи пласта АС₉.

Песчаный пласт АС₉ относится к нижней части эксплуатационного объекта и характеризуется наиболее сложным строением разреза. В соответствии с этим и формы залегания песчаных тел, формирующих пласт, весьма разнообразны (линзы, полулинзы, врезы и т.д.).

Общая толщина пласта изменяется в очень широком диапазоне значений от 4 до 50 м. Зоны максимальных толщин пласта, как правило, укладываются в вытянутые полосообразные формы, напоминающие разветвленные русла с тенденцией их приуроченности к присводовым зонам Лянторской структуры. Зоны уменьшенных толщин, напротив, тяготеют к межструктурным погружениям.

Залежь пласта АС₉ Лянторской площади приурочена к брахиантиклинальному поднятию, вытянутому в субмеридиональном направлении и осложняющему западное крыло региональной структуры.

Нефтенасыщенные толщины в этих зонах колеблются в пределах от 8 до 18 м, составляя в среднем 9.5 м. Толщина перемычки на уровне ВНК в этих зонах изменяется от 0 до 2 м. На уровне ГНК на большей части площади подгазовой зоны (82.7%) толщина перемычки меньше 2 м, на 15% площади ее значения находятся в пределах от 2 до 4 м.

Таким образом, нефтяная залежь пласта АС₉ Лянторского поднятия на описываемом участке относится преимущественно к контактному классу, как со стороны газовой шапки, так и со стороны подошвенной воды.

Залежь на участке разведочных скважин контролируется куполовидным поднятием, осложняющим западное крыло Лянторской структуры и по своему типу является пластово-сводовой. В соответствии с информацией подсчета запасов большая часть площади залежи приходилась на газовую и газонефтяную зоны.

Второй раздел «Методика работ»

С целью выделения мест негерметичности обсадной колонны скважины №7043 Лянторского месторождения использовался комплекс методов МИД, ГК, ЛМ.

Магнито - импульсная дефектоскопия (МИД) скважин является одним из наиболее перспективных методов контроля технического состояния обсадных колонн скважин. Метод магнитно-импульсной дефектоскопии основан на изучении вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого генераторной катушкой, которая помещена внутрь системы обсадных колонн и насосно-компрессорных труб. Характеристики этого поля существенно зависят от толщины стенок труб, диаметра труб, электромагнитных свойств (удельная электрическая проводимость и магнитная проницаемость) материала, из которого изготовлены трубы, а также от конструкции применяемого зонда в скважинном приборе.

Выбор длительности электромагнитного импульса и паузы, во время которой регистрируют информацию, и конструкции зондовой установки, осуществляется путем временного разделения сигналов.

Характер переходных процессов в колонне определяется толщиной стенок (m), диаметром колонны (d), удельной электрической проводимостью (σ) и магнитной проницаемостью металла (μ). Чем больше произведение $\mu \cdot \sigma \cdot m$, тем медленнее затухают вихревые токи, возникшие в трубах при изменении возбуждающего магнитного поля. В свою очередь, μ и σ могут зависеть не только от заводской технологии, но и от степени коррозии труб. Отмечаются случаи, когда при одинаковой толщине труб при различных μ и σ длительность процессов отличается.

Магнито-импульсный дефектоскоп обсадных колонн позволяет осуществлять азимутальное и радиальное сканирование колонн.

В цилиндрической системе координат расположена колонна, ось которой совпадает с осью Z . По оси Z расположен зонд, который включает генераторный и совмещенный с ним измерительный соленоид длиной L с центром в точке $Z = 0$, $r = 0$ (интегральные измерения). В первичных преобразователях электромагнитного поля 2, расположенных на расстоянии r от оси прибора на плоскости $Z = 0$, магнитный момент направлен перпендикулярно оси соленоидов (азимутальные измерения). Импульс тока длительностью τ пропускается через генераторный соленоид. В момент времени $t \leq \tau$ в колоннах создается первичное магнитное поле H_0 , а при $t > \tau$ регистрируется ЭДС вторичного магнитного поля, созданного вихревыми токами в колонне. ЭДС компоненты H_z^z вторичного магнитного поля как функции времени $\varepsilon_z(t)$ регистрируется соленоидом на оси прибора, а ЭДС компоненты H_r^z вторичного поля $\varepsilon_r(t)$ регистрируется первичными преобразователями магнитного поля, расположенными по периметру зонда прибора.

Если цилиндрические границы оси координат совпадают с коаксиальными границами колонны, то имеем $\varepsilon_r(t)=0$, а если границы колонны содержат разрыв, то $\varepsilon(t) \neq 0$.

Разрешение прибора зависит от размеров и количества датчиков

регистрации $\varepsilon_r(t)$ и расстояния от датчика до колонны.

Интерпретация результатов дефектоскопии-толщинометрии проводится в системе DeViz, которая позволяет отображать каротажные данные на экране монитора, проводить увязку кривых по реперным интервалам, данным о конструкции скважин или опорным пластам, сопоставляя ГК-МИД с материалами ГИС. DeViz включает режимы: автоматической отбивки муфт первой и второй колонн с возможностью "ручной" корректировки. учета магнитного шума; эксцентриситета труб и температурного дрейфа.

Гамма-каротаж основан на измерении естественного гамма-излучения горных пород. В обсаженных скважинах гамма-каротаж входит в обязательный комплекс ГИС– для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой. А также, дает увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Гамма-каротаж заключается в измерении гамма-излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород. Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K^{40} . Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном естественной радиоактивности.

Аппаратура ГК имеет, в принципе, такое же устройство, как и полевые радиометры. Отличия заключаются в том, что, во-первых, в каротажных радиометрах детектор гамма-квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала подсоединяется к измерительному пульту через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких километров и, во-вторых, в том, что в измерительном пульте предусмотрен вывод сигнала на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины.

Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной

дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг (единица СИ) или в мкР/час (внесистемная единица); $1 \text{ пА/кг} \approx 14 \text{ мкР/час}$

Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. Максимальные значения интенсивности гамма-излучения отмечаются в пластах чистых глин, минимальные значения – чистые кварцевые пески, песчаники, не глинистые известняки. Что позволяет выделить в разрезе скважины опорные пласты и осуществить привязку по разрезу скважины.

Метод электромагнитной локации муфт - основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности.

Детектор (датчик) локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг непостоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование электродвижущей силы (ЭДС) в измерительной катушке.

Качественная интерпретация диаграмм заключается в определении мест соединения бурильных труб отмечаемые на диаграммах небольшими равномерно расположенными увеличениями показаний. Нарушение в обсадной колонне отмечаются резкими пилообразными показаниями.

Третий раздел «Результаты исследования»

В соответствии с целью исследования, выявление места, формы и размера коррозии эксплуатационной колонны скважины №7043 Лянторского месторождения, проводилось методом магнито-импульсной дефектоскопии-толщинометрии труб (МИД) прибором Multifinger Imaging Tool (MIT). Помимо этого метода в скважине выполнялся гамма-каротаж, который

использовался для привязки исследований по глубине.

Номинальный внешний диаметр (D внеш) исследуемой колонны равен 146.0 мм., номинальный внутренний диаметр (D внутр) - 132 мм, длина скважины 735м.

На диаграммах геофизических исследований скважины №7043 показано изменение внутреннего диаметра в мм, полученное по данным прибора МИТ, а так же кривая величины изменения диаметра в процентах (%), высота отложений на стенке колонны и угол отклонения скважины от горизонтальной поверхности. Особенно наглядным выглядит цветное 3D изображение трубы по данным МИТ.

Желтым цветом обозначены интервалы, где отклонение минимальной толщины, связанное с коррозией, превышает стандарт на точность изготовления труб по ГОСТ 632-80. Красным цветом обозначены места трубы, где коррозия классифицируется как нарушение, а потеря металла с учетом погрешности определения толщины составляет более 50%. Всего в исследуемой скважине было проанализировано 68 секций в интервале 578,4 – 1313,4 м, в которых найдено 1 повреждение на глубине 1177,3 м.

Мы выяснили, что на указанной глубине 1177,3 м коррозия составляет 100%, что говорит нам о круговой коррозии, то есть негерметичности колонны. На глубине 676,6 м и 668,5 м коррозия составляет 34,57% и 34,21%, что интерпретируется как линейная коррозия эксплуатационной колонны в исследуемом интервале.

Анализ изменения толщины колонны по разрезу скважины позволяет классифицировать коррозию по следующим принципам:

- незначительная коррозия от 1% до 7%.
- коррозия от 7% до 28%.
- глубокая коррозия - от 28% до 90%
- негерметичность свыше 90% .

Более наглядно о выявленной негерметичности обсадной колонны

скважины №7043 можно судить по изображениям 3D, где сквозной дефект и коррозия дают аномалии как на интегральных (L6, L8, L12), так и на сканирующих датчиках (R1–R12).

Было установлено, что весь объем закачиваемой воды уходит в интервал негерметичности. Показано, что была проведена изоляция негерметичности путем установки технической колонны диаметром 144 мм. Проведены ГИС по определению приемистости скважины и профиля приемистости пласта АС₉ по данным разно-скоростных замеров механической расходомерии, показано отсутствие негерметичности.

Заключение. Проведенное исследование по выявлению негерметичности эксплуатационной колонны по скважине №7043 Лянторского месторождения показало, что использование магнито-импульсной дефектоскопии позволяет уверенно обнаруживать интервалы коррозии труб.

Данные обстоятельства определяются новыми аппаратными разработками МИД, в частности прибором Multifinger Imaging Tool (UW 60F) (MIT), который позволяет более дифференцированно определять толщину эксплуатационной колонны.

На основании показаний прибора в работе определены участки коррозии, проведена классификация значений толщины трубы, с различной степенью коррозии. Показано, что, после устранения обнаруженной коррозии, эксплуатационная колонна скважина № 7043 вновь стала герметичной.

Таким образом, применяемый в скважине №7043 Лянторского месторождения прибор MultifingerImaging Tool (MIT) успешно позволяет выявлять негерметичности эксплуатационной колонны, обусловленные коррозией.