

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

Кафедра геофизики

**«Методы контроля и их эффективность в разработке нефтяных
скважинах»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 3 курса 332 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
геологического факультета СГУ.
Гордеева Станислава Валерьевича

Научный руководитель

К.Г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К.Г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. Цель работы заключается в проведении анализа эффективности методов контроля ГИС, в технической и эксплуатационной колонне, при разработке нефтяных скважин. А также определение погрешности общей приемистости по термометрии и проведение анализа методики определения приемистости скважины по термоградиенту.

Основными задачами, поставленными в данной работе, являются:

- определение интервалов притока жидкости;
- построение профиля притока;
- определение общего дебита скважины;
- определение герметичности забоя скважины.
- определение общего состояния эксплуатационной колонны.

Выпускная квалификационная работа посвящена актуальной проблеме выполнению задач по построению профиля притока в скважинах, с большим и маленьким дебитом, для определения профиля притока и общего технического состояния действующих скважин. В качестве конкретного материала используются диаграммы ГИС, сформированные в виде планшетов по трем скважинам Бобровского нефтяного месторождения, а именно заключения по скважинам: скважина №1082 Бобровского месторождения, скважина №468 Бобровского месторождения и скважина №90 Бобровского месторождения.

Содержание. Бобровское нефтяное месторождение было открыто в 1964 году и является одним из крупных в Оренбургской области. Месторождение многопластовое и многокупольное. История проектирования разработки началось в 1969 году и составляет более 50 лет.

В период с 1969-1992 гг вся проектная документация на разработку Бобровского месторождения составлена институтом «Гипрвостокнефть» [12].

Раздел 1. Первые сведения о тектоническом строении Бобровской площади появились в 1941 г. Структурно-геологической съемкой по нижнекелловейским отложениям была установлена юго-западная периклиналь брахиантиклинального поднятия, названного Бобровским.

В 1951 г. проводится гравиметрическая съемка. Гравитационный максимум соответствует поднятию закартированному в 1941 г.

В 1952 г. Бузулукской электроразведочной партией при проведении электроразведочных работ методом БЗ масштаба 1:100000 по опорному горизонту, приуроченному к сокской свите татарского яруса, были выделены два участка приподнятого залегания опорного горизонта. Впоследствии здесь по данным структурного бурения было околонуено Бобровское поднятие.

Бобровское месторождение изучено достаточно детально. Глубинное строение месторождения исследовано с помощью сейсморазведки в модификации МОВ и МОГТ.

Осадочный разрез месторождения вскрыт полностью. Частично разбурены породы кристаллического фундамента. Они представлены преимущественно гранито-гнейсами. В их верхней части присутствуют глинистые породы коры выветривания.

С размывом на них залегают осадочные отложения. В их составе преобладают карбонатные породы: известняки, доломиты и их переходные разновидности. Терригенные отложения занимают подчиненное значение.

Раздел 2. Общие сведения геолого-геофизических исследований. Электроразведка - одна из главных составных частей разведочной геофизики, она широко используется при решении многих задач гидрогеологии и инженерной геологии [2].

Все виды подземных вод обладают рядом общих свойств. Определяющим фактором служит наличие в разрезе зон аэрации и насыщения, которые наряду с другими факторами обуславливают дифференциацию разреза по сопротивлениям и позволяют применять электроразведку.

В водосодержащих слоях песчано-глинистых отложений при помощи электроразведки выявляют и оконтуривают по площади водоносные слои, а также оценивают глубину залегания, мощность и степень минерализации вод.

Геофизические работы в таком районе начинают с параметрических измерений. Водоносность породы устанавливают по типу кривой ВЭЗ и величине истинного сопротивления. По данным электроразведки составляют качественное суждение о наличии и минерализации вод. Значительно труднее получить количественную характеристику, установить глубину залегания, мощность и степень минерализации.

Результаты исследований представляют в виде карт с нанесением данных о глубине, мощности, минерализации водоносного слоя, карт изолиний или профилей изучаемого физического параметра. К картам прилагают геоэлектрические разрезы, графики по профилям, каротажные диаграммы и геологические колонки по существующим скважинам с примерами интерпретации, иллюстрирующими решение поставленных задач.

Раздел 3. Нефтегазоносность Бобровского месторождения. В настоящее время в пределах Бобровского месторождения выявлены промышленные запасы нефти в пластах А4 башкирского яруса, О1, О2, О3, О4, О5, О5а окского надгоризонта, Б0 тульского надгоризонта, Б2 бобриковского горизонта, Т1, Т2 турнейского яруса, как показано на рисунке 2.

Разработка месторождения на протяжении почти всей истории велась низкими темпами: 1-2%. Максимальные значения темпов отбора от НИЗ (3,3-3,6%) отмечается период 1975-1977гг. Связано это с активным разбуриванием Проскуринского поднятия и продолжением формирования системы ППД. В последующие годы, не смотря на увеличение эксплуатационного фонда, темпы отбора нефти снижались в следствии падения производительности скважин. За последние пять лет темп отбора изменялся от 1,9%(2010г) до 1,2% (2014г). Основными по запасам нефти являются пласты бобриковского и верейского горизонтов.

Раздел 4. Методы ГИС при исследовании действующих скважин. Основными задачами, решаемыми методами промысловой геофизики при контроле за разработкой нефтяных месторождений являются [7]:

-выделение интервалов притока скважинной жидкости (механическая дебитометрия-расходомерия);

-определение забойного давления (манометрия).

-определение негерметичности обсадных колонн (термокондуктивная расходомерия).

-определение интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления интервалов обводнения (термометрия).

- исследование состава скважинной смеси (диэлькометрическая влагометрия).

Дебитометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле за разработкой применяются две модификации метода: механическая и термокондуктивная дебитометрия.

Раздел 5. Механическая дебитометрия – расходомерия. Механическая расходомерия предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости, поступающей в ствол скважины из пластов или закачиваемой в пласты. Ее применяют, как основной метод для

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приемистости в нагнетательных скважинах;

- оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах;

-определения поинтервальных и суммарных дебитов;

- выявления внутриколонных перетоков после остановки скважины.

Из механических дебитомеров-расходомеров на практике применяются в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки. Скорость вращающейся вертушки пропорциональна объемному расходу смеси.

Дебитомер градуируется по воде на специальном гидродинамическом стенде при абсолютной пакеровке прибора. Одновременно определяется коэффициент пакеровки прибора и его стабильность для данного типа прибора.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений [8].

Регистрацию данных проводят в непрерывном («на протяжке») и в поточечном («по точкам») режимах.

Раздел 6. Термокондуктивная расходомерия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом.

Метод термокондуктивной расходомерии применяют для

- выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Термокондуктивный дебитомер представляет собой один из видов термоанемометров – термокондуктивный анемометр, работающий в режиме постоянного тока. Принцип работы таких дебитомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая расходомерии представляет собой изменение этого сопротивления.

Наряду со скоростью потока на показания термокондуктивного дебитомера влияют факторы (теплофизические свойства среды, режим течения, геометрия обтекания датчика потоком и т. д.), которые не всегда могут быть учтены при интерпретации полученных результатов.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров относятся:

а) сравнительно высокая чувствительность в диапазоне низких и средних дебитов, позволяющая фиксировать малые радиальные притоки в однокомпонентной среде.

б) отсутствие пакерующих устройств и движущихся механических элементов (турбинок), что обеспечивает надежность эксплуатации термомониторинговых расходомеров.

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (температура, частота), единица измерения – Ом ($^{\circ}\text{C}$, Гц).

Раздел 7. Использование диэлектрической влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости.

Существуют две разновидности глубинных влагомеров, имеющих различные методические возможности – пакерные и беспакерные.

Раздел 8. Барометрия. Этот метод основан на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Барометрию применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического градиента давления и оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола. А также гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Раздел 9. Индукционная резистивиметрия. Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости. Резистивиметрия является основным методом для различения двух типов смеси в сква-

жине – гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти). Это обусловлено существенным различием электрических свойств этих смесей.

Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов. При исследовании действующих эксплуатационных скважин она применяется для решения следующих задач:

- определения состава флюидов в стволе скважины;
- выделения в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности;
- оценки минерализации воды на забое;
- установления мест негерметичности колонны;
- разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий;
- установления структуры потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти.

Раздел 10. Термометрия. Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений. Данные термометрии используют при решении практически всех задач контроля. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления интервалов обводнения. В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания местоположения температурного фронта закачиваемых вод.

Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустойчивом режимах. Измеряемая величина температура (разность температур) – в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$).

Раздел 11. Результаты исследований. Основной задачей, ставящейся заказчиком перед геофизиками, является определение дебита притока скважины и построение профиля притока. В зависимости от дебита скважины (малоде-

битная, среднедебитная или высокодебитная) для выполнения этой задачи применяются различные методы исследования.

Раздел 11. Определение общей приемистости по расходомерии. Механическая расходомерия предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости, поступающей в ствол скважины из пластов или закачиваемой в пласты. Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в электрический сигнал.

Механическая расходомерия является количественным методом определения скорости потока и оценки интенсивности притока (поглощения) в работающих прослоях, хорошо выделяет работающие интервалы в высокодебитных скважинах. При освоении скважин компрессором (свабированием) применение механических расходомеров ограничено низкими дебитами скважин ($< 25 \text{ м}^3/\text{сут}$), нестабильностью работы пласта и неоднородностью состава притока.

Основным параметром, измеряемым механическим расходомером, является скорость потока. В эксплуатационных скважинах, как правило, наблюдается турбулентный режим течения. Средняя скорость потока w мало меняется по сечению поэтому результаты измерения скорости в стволе могут быть использованы для оценки расхода флюида.

Ограничения метода заключаются в недостаточной чувствительности датчиков в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола.

Главными недостатками турбинных расходомеров являются:

- Наличие движущихся частей и деталей;
- Низкая износостойчивость;
- Склонность к загрязнению смолистыми отложениями и парафином;

-Зависимость показаний счета прибора от фазового состояния среды и направления потока.

Раздел 12. Определение общей приемистости по термометрии. В основе предлагаемого метода лежит определение приемистости скважины по данным термометрии в режиме нагнетания после стабилизации закачки. Проще говоря, по углу наклона кривой термометрии при закачке, но хотелось бы отметить, что метод термометрии является прежде всего качественным методом определения приемистости скважин и количественно практически нигде не определяется. На практике отмечается, что при увеличении расхода жидкости движение начинает влиять как на форму температурной кривой, так и на ее расположение относительно фоновой как изображено на рисунке 7.

Эти признаки несут информацию о направлении движения флюида, исходя из этого, для расчета общей приемистости нам необходимо знать:

- средний градиент, определяемый по фоновому замеру термометрии
- величину аномалии термометрии при закачке
- время между фоновым замером и замером под закачкой

Для того чтобы подтвердить предлагаемый метод, мы использовали для анализа более 50 скважин, в которых была произведена закачка жидкости и определена приемистость по расходомерии. Полученные данные мы можем наблюдать в таблице 2.

Из таблицы мы видим, что при низкой приемистости скважин по расходомеру (менее 80 м³/сут) метод термометрии работает с погрешностью 5-20%, но к сожалению при увеличении приемистости от 100м³/сут и выше становится практически не информативным. что также подтверждает график зависимости приемистости по термометрии от приемистости по расходомеру как показано на рисунке 8.

Из выше сказанного можно сделать вывод о том, что метод определения приемистости скважин по термометрии является частичной альтернативой расходомерии и может быть использован для определения приемистости низкодебитных скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными показателями, определяющими качество строительства скважины, процесса её освоения, являются гидродинамические и эксплуатационные характеристики осваиваемых пластов, а также сведения о техническом состоянии скважины. Эти сведения могут быть получены методами ГИС.

Из проанализированного материала был сделан вывод о том, что к каждой скважине нужен индивидуальный подход по интерпретации данных. Имея определенный набор методов ГИС: термометрию, барометрию, диэлькометрическую влагометрию, индукционную резистивиметрию, механическую и термокондуктивную расходомерию, необходимо выбрать метод, наиболее эффективный при интерпретации данных по скважине. Особенно это актуально на скважинах, находящихся в долгой эксплуатации и эксплуатирующихся несколько горизонтов, имеющих различный дебит. Таким образом сделан вывод, что оценку построения профиля притока необходимо проводить в зависимости от дебитности скважины.

Так для высокодебитных скважин ($Q_{\text{притока}} > 100 \text{ м}^3/\text{сут.}$) из выполненного комплекса ГИС для построения профиля притока наиболее эффективны записи механического расходомера на точках.

В среднедебитных скважинах ($Q_{\text{притока}} 30-100 \text{ м}^3/\text{сут.}$) построение профилей притока осуществляется по непрерывным кривым на разных скоростях.

Построение профилей притока – одна из тех задач, выполнение которой бывает решающей при оценке успеха работы геофизиков у заказчика. В прошлые годы были затруднения с построением профилей притока в виду малого дебита скважин. Для малodeбитных скважин наиболее эффективно использование пакерных механических расходомеров с порогом чувствительности $5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, в которых скорости потока менее $0,5 \text{ м/с}$. При построении профиля притока принимаются во внимание показания кривых термоанемометра (боковой поток), термометрии, кривых нейтронного гамма-каротажа (пористость пласта), гамма-каротажа (аномалии), замеров механической рас-

ходомерии на скоростях, как при спуске, так и при подъёме. Профиль притока строится в процентах. Общий дебит замеряется по разнице давления за определённое время, либо замер расходомерии производится на точке или на скоростях над интервалом перфорации.

В данной бакалаврской работе была оценена эффективность используемых методов контроля за разработкой скважин. Для определения одной из важнейших задач, поставленных перед геофизиками – построение профиля притока - рекомендовано использование методов механического расходомера: запись непрерывных кривых, запись механического расходомера на точках и использование пакерных механических расходомеров.

В настоящее время, подготовленность скважины к проведению ГИС оставляет желать лучшего. В большинстве случаев промывка скважин проводится некачественно или не проводится вообще. В результате определение общей приемистости методом расходомерии, являющимся, кстати, единственным методом количественного определения объема поглощенной жидкости, становится невозможным, т. к модуль расходомерии забивается и далее непригоден для интерпретации. В настоящей работе выполнен анализ методики определения приемистости скважины по термоградиенту, а также определение погрешности определения общей приемистости по термометрии.