

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

Кафедра геофизики

**«Изучение профиля притока скважины  
(на примере Горчаковского месторождения)»**

Автореферат бакалаврской работы.

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Коваленко Евгения Алексеевича

**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 2017

**ВВЕДЕНИЕ.** Материально-техническая база нашего государства в значительной мере базируется на наличии сырьевых ресурсов, особенно газа и газоконденсата. Перед газовиками стоит не только задача усиления поисков новых месторождений углеводородов, но и необходимость совершенствования системы разработки уже открытых месторождений в целях максимального извлечения из недр газа и газоконденсата. В связи с истощением запасов основных продуктивных горизонтов понятен повышенный интерес исследователей к интервалам геологического разреза, газоносность которых в пределах разрабатываемых месторождений характеризуется относительно невысокой продуктивностью. С подобными проблемами приходится сталкиваться повсеместно, особенно при значительных сроках эксплуатации залежей УВ.

В связи с этим актуальными являются вопросы, связанные с исследованием газовых и газоконденсатных скважин, так как от этого во многом зависят перспективы дальнейшей эксплуатации старого фонда скважин. Подобная ситуация широко распространена на месторождениях Саратовской области, в том числе как и на Горчаковском месторождении, на котором проходило исследование эксплуатационного профиля притока скважины.

Основной целью работы является определение профилей притока газа и газоконденсата на Горчаковском месторождения. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи.

- Изучено геологическое строение месторождения
- определены интервалы притока флюидов.
- определение профиля притока газа в эксплуатационной скважине .

выявление обводненные интервалов и установление причин обводнения.

**ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ** Бакалаврская работа посвящена теме: Изучение профиля притока скважины (на примере Горчаковского месторождения). В первом разделе **Геолого-геофизической характеристики**, приводятся сведения о местоположении и геологическом строении исследуемой площади. Горчаковское газовое месторождение расположено в 100 км к востоку от г. Саратова и административно относится к Энгельскому району Саратовской области. В непосредственной близости от месторождения находится р/п Степное. Местность представляет собой слабо всхолмленную равнину, пересекаемую сетью ложбин и балок. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах +30 – +50 м. Таким образом, относительные колебания рельефа не превышают 20 м. Местность относится к степной безлесной зоне. Вблизи территории месторождения протекают река Мечетка имеющие неравномерный сток. Климат района континентальный, температура в среднем колеблется от -20 С зимой, до +30 С летом, среднегодовая температура составляет +40С. Для бытовых нужд населения, проживающего в районе месторождения, используются воды хазарского водоносного горизонта, который является единственным источником питьевого и хозяйственного водоснабжения. Горчаковское месторождение открыто в 1966 году в результате структурно-поискового и разведочного бурения. Расположено в северо-западной части Степновского сложного вала. В отложениях среднего девона выявлены следующие продуктивные залежи: газовая в пласте D2ardIV, газоконденсатная в пласте D2ardIV. Разработка месторождения начата в 1970г. В 1974 г. Впервые произведен подсчет запасов газа и составлена схема опытно-промышленной эксплуатации залежей клинцовского горизонтов. По результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения в 1978 году была составлена технологическая схема разработки. В ходе разбуривания геологическое строение месторождения, запасы газа и конденсата неоднократно уточнялись. По состоянию на 1 января 2013 года свободного газа здесь было 157 миллионов кубических метров.

Конденсат оценивался в 27 тысяч тонн (геологические запасы - 50 тысяч тонн) С 1992 года для поддержания пластового давления на месторождении производится закачка вод в продуктивный пласт D2arIV. Источником вод для этих целей, помимо вод хазарского горизонта, является пластовая подтоварная вода, добываемая на месторождении. Текущее состояние разработки и структура остаточных запасов определяют дальнейшее увеличение объемов исследований, связанных с совершенствованием системы разработки и применение современных методов увеличения газоотдачи пластов. В работе рассмотрены варианты дальнейшей разработки Горчаковского месторождения и предложены решения по повышению эффективности разработки. В геологическом строении разреза Горчаковского локального поднятия принимают участие отложения кайнозойского, мезозойского, палеозойского возрастов, а также протерозойские и архейские породы. В разрезе месторождения частично отсутствуют породы верхнего мела и верхней юры, полностью отсутствуют отложения триаса, перми; частично, верхнего карбона.

В связи с тем, что продуктивные горизонты выявлены только в отложениях среднего девона, характеристика этих отложений приводится более подробно. Выветрелые породы кровли кристаллического фундамента архейского возраста Рифейские отложения вскрыты скважиной № 1 на глубине 2190 м (-2149,3 м) и продолжаются до забоя 2290 м (-2249,3 м). Породы представлены плотными, крепкими песчаниками розового цвета, разномерными. В кровле присутствует кора выветривания, что видно по характеру каротажа и отсутствию выноса керна из верхней части пласта.

Раздел 2, Методика работ. Термометрия Этот метод изучения естественного теплового поля и метод изучения искусственных (нестационарных) тепловых полей. Предназначен для термометрии скважин глубиной до 12 км с максимальной температурой до 250 С и наибольшим гидростатическим давлением 150 МПа. Термометр рассчитан на работу в составе серийно выпускаемых каротажных станций.

Измерения термометром производятся с применением одножильного бронированного каротажного кабеля, обеспечивающего работу в условиях глубоких и сверхглубоких скважин. В случае отсутствия данных термометрии температуру определяют по геотермическому градиенту. Более надежная методика интерпретации термометрии скважин базируется на решении профильной задачи переноса теплового возмущения от несовершенного водоема учитывается прогрев пород под дном бассейна за счет инфильтрации и кондуктивным путем, а также конвективный горизонтальный перенос, осложненный тепло-обменом с окружающими водоносный пласт породами. Термометры предназначены: ТР7 - 651-для термометрии скважин глубиной до 12000 м с температурой до 250 С и давлением до 150 МПа, ТР7 - 341-для термометрии скважин глубиной до 8000 м с температурой до 200 С и давлением до 100 МПа. Термометры рассчитаны на работу в составе серийно выпускаемых каротажных станций. Измерение термометрами производится с применением одножильного бронированного каротажного кабеля, обеспечивающего работу в условиях глубоких и сверхглубоких скважин. В термометрах применена телеизмерительная система с частотной модуляцией. Нужно отметить, что совокупность различных методов термометрии скважин и пластов позволит в значительной степени улучшить систему применяемых ныне различных вариантов разработки нефтяных и газовых месторождений в направлении увеличения нефтеотдачи пластов.

**Радиоактивный каротаж**– исследования, основанные на измерении параметров полей ионизирующих частиц (нейтронов и гамма-квантов) с целью определения ядерно-физических свойств и элементного состава горных пород. Радиоактивный каротаж нефтяных и газовых скважин включает следующие основные группы измерений: гамма-каротаж – ГК, гамма-гамма каротаж – ГГК, нейтронный каротаж – НК, нейтронный активационный каротаж. Каждая группа подразделяется на несколько модификаций, различающихся типом и энергетическим спектром регистрируемого излучения, конструкцией измерительных зондов, методиками измерений и обработки первич-

ных данных. Приборами РК непосредственно измеряются сигналы детекторов ионизирующего излучения в виде скорости счета – числа импульсов, регистрируемых в единицу времени. В импульсных и спектрометрических модификациях РК регистрируют скорости счета во временных и энергетических окнах. Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород (плотность пород, эффективный атомный номер элементов, макросечение захвата нейтронов и др.) и их геологическим параметрам (пористость, насыщенность, вещественный состав пород) осуществляют с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками и параметрами, установленными на моделях пород, пересеченных скважиной, или методами математического моделирования. Наиболее важными эксплуатационными и метрологическими характеристиками приборов РК считаются:

- диапазоны измерения геофизических характеристик;
- предел допускаемой основной погрешности измерений;
- допускаемые максимальные скорости счета;
- нестабильность скорости счета при непрерывной работе прибора;
- максимальное и минимальное значение внутреннего диаметра исследуемых скважин (обсадных колонн, НКТ);
- вертикальное разрешение метода и глубинность исследований.

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины. Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа, бета и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см.

Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес. Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия – 40 . Основы применения ГК в скважинах пробуренных на нефть и газ связаны с четкой зависимостью величины гамма-излучения от характера горной породы. Самую высокую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов. К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород, что облегчает выделение коллекторов, которые могут содержать подвижные флюиды, такие как нефть и газ.

Исследования эксплуатационного профиля притока скважины. Определение профилей притока скважине является задачей, от корректного решения которой во многом зависит принятие решений по максимально эффективной разработке месторождений нефти и газа или проведению работ по капитальному ремонту конкретной скважины. При исследовании Горчаковского месторождения решаются следующие задачи:

- определение интервалов притока жидкости.
- определение профиля притока газа в эксплуатационной скважине .
- выявление обводненных интервалов и установление причин обводнения.

Данные задачи могут решаться при установившихся и не установившихся режимах работы скважины. В общем случае используется комплекс методов, включающий методы термометрии, расходомерии и влагометрии.

Выделение интервалов притока скважины. Все пласты, против которых фиксируется приток по данным расходомерии. Нижняя граница притока в скважине устанавливается по результатам исследования тремя методами: термометрии и дебитометрии. Пороговая чувствительность термодебитомера выше пороговой чувствительности механического расходомера. Расходомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении газа. Выделяют нижнюю границу притока, так как переход прибора из воды в газ и отрыв прибора от забоя отражаются на термодебитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину. Оптимальное время остановки скважины выбирается на основании опыта работ на Горчаковском месторождении по исследованию стабилизации температуры в кровле перфорированного интервала. При отсутствии таких сведений измерения проводятся через сутки после остановки скважины. Записывается основная и контрольная термограммы. Исследуются интервал перфорации. Следует отметить, что интервалы приемистости на термограммах действующих газовых скважин отмечаются лишь в благоприятных случаях. Поэтому исследования в действующих газовых скважинах проводятся в основном для выделения нижней границы интервала приемистости и установления затрубной циркуляции в нижележащий пласт, не вскрытый перфорацией. Совмещение температурных кривых производится в интервалах неискаженного естественного теплового поля в скважины. Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке:

- По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации.
- интервалы поступления флюида из пластов характеризуются резко увеличенным значением градиента температур (угла наклона термограммы к оси глубин) по сравнению с перемычками, что обусловлено



калориметрическим смешиванием притекающего из пласта флюида с восходящим потоком;

Поэтому границы притока флюида из верхних перфорированных пластов устанавливаются по точкам перегиба термограммы, соответствующим переходу от слабоменяющегося к резкоменяющемуся участку градиента температур и к участку большого градиента. Аналогично устанавливается и верхняя граница притока из нижнего перфорированного пласта. Выделение притока в подошве нижнего перфорированного пласта в общем случае представляет собой сложную задачу, решаемую лишь при комплексной интерпретации данных термометрии и методов, предназначенных для исследования дебита и состава смеси в стволе скважины. При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте. Положительная величина приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная - на дросселирование газа или на прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой. При наличии затрубной циркуляции, а также в случае поступления флюида в скважину из мест негерметичности колонны, расположенных ниже интервала перфорации, дроссельный эффект в подошве нижнего перфорированного пласта может и не проявляться на термограмме. В этом случае границы притока из перфорированного нижнего пласта устанавливаются так же, как и для верхних пластов.

В разделе 3, Результате исследования Горчаковского месторождения выполнены замеры комплексным прибором КСАТ-12 (с регистрацией следующих параметров: термометрия, влагометрия).

По данным влагометрии уровень воды меняется, в начале замеров отмечался на глубине 3628.5м, через 27 минут опустился до глубины 3641.5м, а еще через 23 минуты поднялся до глубины 3638.8м. Выше по стволу смесь с преобладанием углеводородов

По данным замеров термометрии (временные замеры: в статике- фоновый замер в динамике – через 1, 3, 5 и 8 часов после запуска скважины в работу и в остановленной скважине ч/з 24 часа). по фоновому замеру отмечается отрицательная аномалия характерная для негерметичности интервала перфорации на глубине 3453.7м

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ** ГИС являются областью прикладной геофизики, в которой современные физические методы исследования вещества используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами, выявления и оценки запасов полезных ископаемых и о техническом состоянии скважин.

При написании работы автор ознакомился с комплексом геофизических исследований скважин, применяемом на газовых и газоконденсатных скважинах Горчаковского месторождения. Анализ данных ГИС позволил определить профили притока газа и газоконденсата. Уровни разделов сред в остановленной скважине отмечается:

«газ» - «газоконденсат» на глубине 1536.5м;

«газоконденсат» - «вода» на глубине 3254.5м.

По данным гидродинамических параметров при различных токах нагрева датчика термометра (130, 180, 250мА) работающие интервалы:

3643.1-3644.6м – приток газоконденсата;

3646.0-3649.0м – приток возможно смешанный с преобладанием продукции, на момент замера скважина недоосвоена. Приток через столб воды, уровень воды в стволе скважины выше интервала исследования. По данным гидродинамических параметров в скважине при различных токах нагрева датчика термоанемометра (140, 180, 250мА)

- работающие интервалы:

3641.3-3641.8м – слабый приток газоконденсата;

3642.3-3642.7м – слабый приток газоконденсата;

3643.1-3644.6м – основной работающий интервал газоконденсата

Причинами приток пластовой воды по результатам интерпретации пласты коллекторы ардатовского горизонта в интервале глубин 3427.0-3434.0м углеводороды с признаками воды, 3434.0-3451.0м

Геофизические методы исследования скважин позволяют проводить масштабные исследования, с высокой точностью определять конструкции скважин. Современные автоматизированные приборы позволяют избежать аварии на производстве, а что самое главное, уменьшить затраты по проведению исследований.