

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

Кафедра геофизики

**«Исследования технического состояния эксплуатационных скважин
методами ГИС на примере Красноярского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
Направления 05.03.01 геология
геологического ф-та
Бакланова Сергея Сергеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Ю.Г. Шигаев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016 год

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические исследования при контроле разработки месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах. Обусловлено это тем, что при контроле исследуются различные категории скважин при разных режимах их работы, используются разнообразные технологии исследований и, наконец, часто каждая обсаженная скважина, как объект измерений, требует, индивидуального подхода как к методике, так и к интерпретации полученных данных. Тогда как при исследовании необсаженных скважин и интерпретации результатов их исследования чаще всего используются типовые шаблоны, стандарты.

Геофизическая диагностика скважин, пластов и глубинно-насосного оборудования осуществляется методами термометрии, расходомерии, влагомерии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии и шумометрии. В зависимости от реально существующей аппаратуры, от принятых технологий по регионам комплекс геофизических методов как правило различается. Опыт показывает, что наиболее информативным методом при решении задач диагностики является термометрия. Однако термометрия является и наиболее сложным, в методическом плане, методом.

Задача данной работы - анализ видов геофизических методов с которыми я работал при прохождении практики в качестве геофизика в Отрадненской промыслово-геофизической экспедиции. Более подробно рассмотрены методы используемые при определении технического состояния скважин. В работе изложены физические и методические основы при геофизических исследованиях, а именно определении технического состояния скважин, на примере скважин Красноярского месторождения Самарской области. Так же приведены примеры интерпритации полученных в процессе исследований данных.

Работа состоит из введения, четырёх основных глав и заключения.

Основное содержание работы

Первый раздел работы посвящён рассмотрению общих сведений по месторождению. Приведены административно-географическая и геолого-геофизическая характеристики рассматриваемого месторождения.

В административно-географическом отношении Красноярское месторождение расположено на территории одноименного района Самарской области на расстоянии 35 - 40 км к северо-востоку от г. Самары. В непосредственной близости с Красноярским находятся такие крупные месторождения нефти, как Белозёрско-Чубовское, Алакаевское, Ново-Запрудненское.

В 4 км к северу от месторождения находится поселок городского типа Мирный, где расположена районная инженерно-техническая служба, осуществляющая разработку месторождения. Рядом с месторождением находится районный центр с. Красный Яр, села Висловка, Городцовка. Сообщение между населенными пунктами осуществляется по асфальтированным дорогам. В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога и автомагистраль Тольятти-Самара.

В орогидрографическом отношении Красноярское месторождение расположено в левобережье р. Волги. С востока, юго-востока и частично с юга в 3-5 км от месторождения протекает р. Сок, левый приток р. Волги, с запада и юго-запада – р. Курумоч. Таким образом, месторождение расположено на водоразделе рек Сок и Курумоч. Максимальная абсолютная отметка поверхности земли, достигающая 158 м, отмечена на севере и в центре водораздела. В южном и юго-восточном направлениях отметки местности понижаются до 50-80 м. Минимальная абсолютная отметка наблюдается в долинах вышеназванных рек, и составляет 24-30 м. Река Сок имеет извилистое русло. В пойме реки имеется большое количество стариц и озёр. Склоны

водораздела изрезаны многочисленными оврагами, протяжённость которых достигает 1-2 км.

Юго-западная часть площади месторождения покрыта смешанными лиственными и хвойными лесами. Лесной массив занимает около 100 кв. км, ограничиваясь на юго-западе р. Курумоч.

В геолого-геофизическом отношении Красноярское месторождение расположено в районе, хорошо изученном в геологическом плане, как по результатам структурного, так и глубокого бурения, проводившегося на близлежащих структурах и месторождениях.

В региональном тектоническом плане месторождение располагается вблизи границ сразу трёх крупных тектонических зон I порядка: Жигулёвско-Пугачёвского свода, Мелекесской впадины и Сокской седловины и находится в пределах северного ответвления Жигулевско-Самаркинской системы валов, крупной структуры II порядка. Красноярское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания с более крутым северным и пологим южным крылом. Месторождение характеризуется соответствием структурных форм по горизонтам палеозоя с усилением морфологической выраженности поднятия с глубиной.

Геологический разрез месторождения представлен породами кристаллического фундамента, отложениями среднего и верхнего девона, карбона и перми, плиоцена и четвертичными образованиями.

Месторождение является многопластовым. Промышленная нефтеносность на Красноярском месторождении связана с терригенными отложениями нижнего карбона – пласты Б-2, Б-3 бобриковского горизонта, а также карбонатными отложениями нижнего и среднего карбона – соответственно, пласт В-1 турнейского яруса, А-3 верейского горизонта и А-4 башкирского яруса.

Месторождение характеризуется невыдержанностью толщин по площади и разрезу, наличием зон литологического замещения, а также значительной изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов и по степени сложности геологического строения относится к категории сложных.

Согласно гидрогеологическому районированию Красноярское месторождение относится к Волго-Уральскому нефтегазоносному артезианскому бассейну.

Во втором разделе бакалаврской работы приведено общее описание методики и аппаратуры геофизических исследований. Геофизические исследования в скважинах служат для изучения геологических разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, изучения технического состояния скважин и контроля процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. С помощью геофизического оборудования в скважинах проводят сложные работы, связанные с испытанием и вскрытием продуктивного пласта, отбором грунтов и проб пластовых флюидов, ликвидацией аварий бурильного инструмента.

Для решения перечисленных выше задач промысловая геофизика располагает значительным арсеналом геофизических методов, основанных на изучении электрических, магнитных, ядерных, упругих и других свойств горных пород. Комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин, особенностями геологического разреза, условиями бурения и характером ожидаемой геологической информации.

Геофизические исследования в скважинах проводятся с помощью специальных установок, которые включают наземную и глубинную аппаратуру, соединенную между собой каналом связи— геофизическим кабелем, а также спуско-подъемный механизм, обеспечивающий перемещение глубинных приборов по стволу скважины. Эти установки называют автоматическими каротажными станциями.

Под скважинной и геофизической аппаратурой понимают совокупность измерительных устройств, предназначенных для определения различных физических параметров в скважине. В большинстве случаев комплект скважинной аппаратуры включает в себя датчик (зонд), располагающийся вне скважинного прибора или входящий в его состав, передающую часть телеизмерительной системы, находящуюся внутри гильзы скважинного прибора, кабель и приемную часть телеизмерительной системы на поверхности. Информация со скважинного прибора и преобразуется на поверхности в геофизические диаграммы, отнесенные к глубине интервала регистрации.

Непосредственно работа каротажной партии протекает по следующему плану: получение заявки на проведение геофизических работ в скважине, получение необходимой аппаратуры и данных по скважине, выезд партии на скважину к указанному в заявке времени. По прибытии на скважину определяется место установки геофизической станции, монтаж устьевого оборудования, подключение необходимой аппаратуры. Далее начинаются непосредственно геофизические исследования скважины согласно полученной заявки. Проводятся спуско-подъемные операции, во время которых в скважине находится определённый прибор, регистрирующий необходимые данные. По завершении работ, полученные в процессе исследований данные по беспроводной связи передаются в контрольно-интерпретационную партию для обработки и получения конечных результатов исследований.

В третьем разделе работы рассмотрены геофизические методы применяемые при диагностике скважин и пластов. Задачи диагностики решаются при установившихся и неуставившихся режимах работы скважины. В общем случае диагностика скважин и пластов осуществляется методами термометрии, расходомерии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии и шумометрии, а так же гамма каротажом и магнитной локации муфт.

В методе термометрии основным параметром который несёт информационную нагрузку, является температура. Температура – это энергетический параметр системы, и поэтому любое изменение системы вследствие изменения режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны и т.п. приводит к изменению температуры (распределения температуры) в скважине. Система скважина-пласт в этом отношении является очень чувствительной системой, т.к. на практике используются термометры с высокой разрешающей способностью. Применяют термометрию для определения места притока посторонней воды или газа, измерения и интерпретации температурного режима в скважине с целью определения целостности колонны; зон цементации и рабочих горизонтов скважины.

Высокочувствительная термометрия применяется для выделения нефтеносных пластов в закрепленных скважинах.

Метод механической расходомерии применяют для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Барометрия скважины – измерение давления жидкости и (или) газа в скважине. Метод барометрии 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 давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

К методам определения состава флюида можно отнести: гамма-гамма плотнометрию, резистивиметрию, влагометрию.

Гамма-гамма плотнометрия. При исследовании состава флюида гамма-гамма плотномером регистрируется интенсивность проходящего через скважинную среду излучения от ампульного изотопного источника гамма-излучения. Интенсивность регистрируемого излучения определяется поглощающими свойствами скважинной среды и находится в обратной зависимости от плотности жидкости в стволе скважины.

Резистивиметрия. Измерение электрической проводимости среды может быть выполнено по результатам измерения силы тока, протекающего между электродами, находящимися в исследуемой жидкости.

Индукционная резистивиметрия применяется:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления в гидрофильной среде интервалов притока воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое;
- установления мест негерметичности колонны;

- разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий;
- определения капельной и четочной структур для гидрофильной смеси.

Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

Влагометрия. Метод влагометрии применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды. Применяют для: выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами; интервалов заколонных перетоков газа; выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Свабирование. При свабировании уровень жидкости в скважине понижается с помощью поршня (сваба) с одной или несколькими манжетами, работающими по принципу обратного клапана.

Локатор муфт относится к геофизическим методам исследования обсаженных скважин и может быть использовано для определения муфтовых соединений колонн труб, а также мест их локальных разрушений.

Гамма-каротаж это один из комплексов методов исследований скважин радиоактивными методами. ГК исследует естественную радиоактивность горных пород по стволу скважин. Используется для привязки геофизического материала к литологическому разрезу скважины, а также для определения принимающих и обводнённых интервалов по радиогеохимическому эффекту и при использовании метода закачки изотопов.

В четвёртом разделе работы приведены результаты исследований технического состояния эксплуатационных скважин. В данном разделе приведено общее описание таких геофизических работ как определение профиля притока и приёмистости скважин, а так же определения технического состояния эксплуатационной колонны. Так же приведены примеры интерпретации полученных во время работ материалов.

В практике существует несколько способов определения мест негерметичности эксплуатационных колонн, самыми эффективными из которых являются геофизические методы. Основным преимуществом геофизических методов контроля технического состояния эксплуатационных является то, что применяемые методики обработки и интерпретации комплексов ГИС позволяют не только определить интервалы нарушений, но и выявить потенциально опасные участки по всему стволу скважины и, следовательно, провести планово-предупредительный ремонт скважины, что значительно эффективнее и менее затратно по времени и финансам.

В результате геофизических исследований скважины №600 Красноярского месторождения был выявлен интервал нарушения, или негерметичности, эксплуатационной колонны, который поглощает закачиваемую в скважину жидкость, это интервал 970-971 м. Определить место

негерметичности стало возможно по изменению температур после закачки в скважину жидкости относительно фоновой записи. Так же на скважине №902 было выявлено нарушение забоя на глубине 1615 метров. Нарушение герметичности забоя обычно определяется по нарушению геотермического распределения температуры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе описаны физическая сущность и области применения методов геофизических исследований скважин. Рассмотрены и решены задачи связанные с определением технического состояния скважин.

В действующем фонде скважин ГИС решает следующие задачи:

- Определение профиля притока и состава жидкости добывающих и приемистости нагнетательных скважин (в том числе в скважинах с высоким устьевым давлением);
- Определение водонефтяного контакта в продуктивных интервалах;
- Контроль за текущей выработкой продуктивных пластов;
- Выявление затрубной циркуляции и определение источников обводнения продукции;
- Определение гидродинамических характеристик пластов;
- Определение уровней и состава жидкости в стволе скважины;
- Ликвидация парафиновых отложений в НКТ;
- Уточнение состояния и расположения скважинного оборудования;
- Интенсификация приемистости и нефтеотдачи пластов;
- Оцифровка и переобработка материалов ГИС.

При прохождении производственной практики мной были применены на деле полученные в процессе учёбы знания. Я работал с различными геофизическими приборами и методами, проводил исследования действующих скважин, по результатам которых проводились определённые работы компанией недропользователем. В частности по результатам моей работы по определению технического состояния эксплуатационной колонны скважины,

было установлено нарушение герметичности колонны на одной скважине в интервале 970-971 метр, и негерметичность забоя, 1615 метров, другой скважины. Все нарушения позднее были ликвидированы. Это позволило продолжить дальнейшую работу скважин в штатном режиме и предотвратить возможные аварийные ситуации.