

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.  
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Контроль технического состояния обсадной колонны  
скважины №2791 Ромашкинского месторождения  
Абдрахмановской площади»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 431 группы

направление 21.03.01 нефтегазовое дело

профиль «геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Алмахармех лайт Мохаммаднур Мамдух

**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 2022

**Введение.** Основной задачей оценки качества цементирования скважин является установление наличия или отсутствия каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов.

**Актуальность** В процессе проводки скважин необходимо осуществлять меры для предотвращения открытого фонтанирования, обвалов ствола скважины. При цементировании скважины должно обеспечиваться разобщение всех вскрытых скважиной пластов – коллекторов (продуктивных, водоносных, поглощающих); предотвращение колонны от коррозии и разрушения; предотвращение выхода на поверхность агрессивных вод, нефти и газа и загрязнение ими окружающей среды; предотвращение загрязнения горизонтов питьевой воды промышленными и бытовыми стоками

**Объект исследования** – Ромашкинское месторождение

**Предмет исследования** – качество цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин .

**Целью работы** является интерпретация данных промысловой геофизики, полученных акустическим и гамма-гамма каротажем и оценка качества цементажа обсадной колонны.

Для выполнения поставленной задачи необходимо

1. Изучение теоретической основы методов акустического и гамма-гамма каротажа
2. Изучение аппаратуры, применяемой при каротаже в задачах оценки качества цементирования обсадных колонн.
3. Изучение технологии комплексной интерпретации методов акустического и гамма-гамма каротажа.

**Практическая значимость**-Определение равномерности и плотности цементного кольца вокруг обсадной колонны по всей ее длине до устья скважины.

**Основное содержание работы.** В первом разделе «Геолого-геофизическая характеристика территории работ» нами были рассмотрены общие сведения о районе Ромашкинского месторождения. Ромашкинское

месторождение находится в юго-восточной части Татарстана и расположено к северо-западу от города и железнодорожной станции Бугульма. В административном отношении оно занимает территории Лениногорского, Бугульминского и Альметьевского районов. Этот район представляет собой возвышенное плато с абсолютными отметками водоразделов 150-350 м над уровнем моря. Плато рассечено гидрографической сетью, состоящей в основном из р. Степной Зай с ее многочисленными притоками, на ряд возвышений, изрезанных водоразделами. Имеется множество оврагов, на дне некоторых наблюдаются многочисленные выходы источников воды в виде родников и ручьев.

Основным полезным ископаемым является нефть. Из других немногочисленных полезных ископаемых можно назвать: битуминозные песчаники, промышленные залежи известняков, глин, гипсы, применяемые в строительной промышленности. Известняки залегают в кровле нижнего горизонта верхнеказанского подъяруса и разрабатываются у г. Лениногорска. В районе г. Лениногорска имеются медистые песчаники, приуроченные к верхней и средней частям верхнеказанских отложений.

Также рассмотрена литолого-стратиграфическая характеристика разреза. Проанализированы различные системы, а именно девонская, каменноугольная, пермская и четвертичные отложения полезных ископаемых.

Подробно проанализирована тектоника республики Татарстана. На территории Татарстана фундамент и покрывающие его терригенные отложения девона образуют несколько крупных положительных и отрицательных тектонических структур, связанных своим происхождением с глыбовыми движениями и вертикальными разломами в теле фундамента. Основным тектоническим сооружением в пределах Русской платформы является крупный выступ кристаллического фундамента – Татарский свод, представляющий собой крупное и пологое тектоническое сооружение, которое пересекает Татарстан с юго-востока на северо-запад на протяжении

свыше 300 км. Татарский свод делится на Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, разделенными между собой относительно неглубоким Сарайлинским прогибом. В строении Южно-Татарского свода принимают участие два комплекса отложений: фундамент, сложенный мощной толщей гранито-гнейсовых кристаллических пород, и осадочный чехол палеозоя. Максимальная абсолютная отметка залегания поверхности фундамента Южно-Татарского свода достигает -1520 м, а Северо-Татарского -1495 м, снижаясь в пределах Мелекесской впадины и Сарайлинского прогиба соответственно до 2220 и 1640 метров. Таким образом, амплитуда погружения поверхности фундамента от Татарского свода к Мелекесской впадине составляет более 700 м, а в сторону Сарайлинского прогиба – всего 120-140 м.

По поверхности фундамента с запада на восток в пределах Южно-Татарского свода можно выделить четыре крупных блока: Акташско-Ново-Елховский, Ромашкино-Миннибаевский, Павловско-Сулеевский и Азнакаевский. Блоки имеют форму линейных гряд субмеридионального простирания и отделяются друг от друга довольно узкими (2-5 км) и неглубокими (20-60 м) грабенообразными прогибами (Алтунино-Шунакский, Сулюковский, Уральский, Шигаевский). Ограничения блоков проходят по субмеридиональным разломам.

Ромашкинское многопластовое нефтяное месторождение в тектоническом отношении приурочено к крупному структурному элементу 2-го порядка – Южному куполу Татарского свода (Ромашкинскому куполу). Ромашкинский купол занимает самое высокое гипсометрическое положение по поверхности терригенной толщи девона с отметками до -1410÷-1450 м, против - 1460-1510 м в пределах Акташско-Ново-Елховского вала. Склоны свода характеризуются пологим моноклинально-ступенчатым погружением.

Наиболее приподнятой является западная часть Ромашкинского месторождения. Подошва репера "верхний известняк" залегает здесь на абсолютных отметках -1432÷-1460 м. В пределах приподнятой части

выделяются два максимума, которые по отметке репера "верхний известняк" -1460 м соединяются между собой. Меньший из них расположен на крайнем западе месторождения, в юго-западной части Миннибаевской площади. Второй, более крупный, максимум расположен в центральной части Абдрахмановской площади. Во все стороны от указанных приподнятых участков наблюдается пологое погружение слоев с углами наклона, составляющими, обычно, доли градуса..

В процессе изучения особенностей тектонического строения как Ромашкинского месторождения, так и Татарстана в целом, было установлено, что в осадочной толще могут быть выделены циклы осадконакопления, которые взаимосвязаны с этапами повышения тектонической активности, приведшими к различиям и несоответствиям структурных планов. Анализ структурных поверхностей маркирующих горизонтов палеозоя дал возможность выделить по разрезу до 6-ти структурно-тектонических комплексов или этажей (СТЭ). В первом этаже объединены отложения эйфельского и живетского ярусов среднего девона и нижнефранского подъяруса верхнего девона. Верхняя граница второго этажа проводится по кровле тульского горизонта, третьего – по кровле верейского горизонта. Четвертого – по кровле верхнего карбона. К пятому этажу отнесены отложения нижнего отдела перми, а к шестому – верхнего отдела перми, с проведением границ соответственно по кровле уфимских и татарских отложений. Характерно, что структурные планы в пределах этажа имеют незначительные различия и в основном отражают структурные формы, свойственные для всего СТЭ. Плановое и амплитудное несоответствие в большей степени прослеживается в пределах первого и второго структурного этажа.

По отложениям первого структурного этажа морфология поднятия изменяется и несколько усложняется, но в целом структурный план терригенных отложений девона на западном, северном, северо-восточным и южном склонах повторяет формы кристаллического фундамента с выполаживанием их вверх по разрезу. По отложениям старооскольского горизонта наблюдается небольшое смещение наиболее повышенных частей поднятия в юго-западном направлении. Вместо трех валообразных блоков выделяются Альметьевско-Павловская и Азнакаевская приподнятые зоны с локальными поднятиями сглаженной формы. Также наблюдается повторение структурного плана подошвы репера «верхний известняк» с планами более

глубоких горизонтов терригенного девона. По пашийским отложениям присводовая часть купола охватывает центральные площади месторождения, где кровля его залегает на отметках  $-1445 \div -1460$  м с понижением поверхности на север и восток до отметок  $-1490$  м и ниже. Южное крыло также характеризуется монотонным погружением слоев с углами наклона  $0^{\circ}09' \div 0^{\circ}17'$ . Восточное и северное крылья отличаются еще более пологим наклоном слоев. В противоположность западному склону здесь по мере погружения происходит выхолаживание структуры, и углы наклона слоев уменьшаются от  $0^{\circ}10' \div 0^{\circ}01'$ . Размеры купола по пашийским отложениям составляют в пределах внешнего контура нефтеносности около  $65 \times 75$  км. Как показывает сопоставление, практически полностью соответствуют структурному плану по реперу «верхний известняк» планы кровли тиманского горизонта (репер «аяксы») и пласта  $D_0$  (что прослеживается на участках его развития в северо-западной части месторождения).

По подошве семилукского горизонта поднятие имеет северо-восточную ориентировку с дальнейшим смещением его купольной части в юго-западном направлении (район Зай-Каратайской и Южно-Ромашкинской площадей)

Отмечена высокая нефтеносность. В геологическом строении Ромашкинского месторождения, в северо-восточной части которого расположены разрабатываемые площади НГДУ «Джалильнефть», принимают участие мощные толщи осадочных отложений девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем. Продуктивные отложения пашийского горизонта ( $D_1$ ), а также и пласта  $D_0$  тиманского горизонта являются основными промышленными объектами. Толщина прослоев пласта пачки б в основном равна 2 – 3 м, а при слиянии всех трех прослоев 10 – 12 м. Слияние с коллекторами пласта «в» не превышает 10% разрезов скважин. Толщина пласта «в» 3 – 4 м, пласта «г» 10 – 12 м. Пласт «д» самый нижний из пластов горизонта  $D_1$ . Он не имеет повсеместного распространения, толщина которого составляет в среднем 1,6 – 6 м, максимальная до 9 м. Разделы между пластами горизонта  $D_1$  слагаются в основном глинисто-алевролитовыми, алевролитом – глинистыми и аргиллитом – алевролитовыми породами темно-серой, серой и зеленовато – серой окраски, иногда с прослоями буровато – серого, глинистого, мелкозернистого доломита.

Отложения пласта  $D_0$  кыновского горизонта вскрыты в его средней части и по разрезу ограничены глинистыми породами. Пласт сложен песчано-алевролитовыми породами, во многих случаях он монолитен, имеет

толщину 2- 4м, но может быть расчленен на 1 – 2 прослоя. Нефтенасыщенные коллекторы наиболее развиты на севере, северо – западе и западе месторождения, где пласт представлен различными по продуктивности группами коллекторов, среди которых значительное место занимают высокопродуктивные.

### **Методы исследования.**

*Во втором разделе «Методика работ»* рассмотрены основные методы при контроле за разработкой месторождения. Нами рассмотрены краткие физические основы интерпретации данных методов, Крепление (цементирование) обсадных колонн нефтегазовых скважин преследует две цели. Одна из них - изолировать в продуктивном интервале газо-, нефте- и водонасыщенные пласты, чтобы исключить межпластовые перетоки и обеспечить максимально длительный период безводной добычи углеводородов.

Выявлена цементметрия скважин методами АКЦ, СГДТ. Контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу, Основная задача заключается в том, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов. Наиболее полное представление о степени изоляции пластов в скважине можно составить при использовании следующих показаний: характера заполнения затрубного пространства тампонажной смесью, наличия или отсутствия каналов в цементном камне

*В третьем разделе «акустический метод контроля качества цементирования скважин»* рассмотрены физические основы метода. Акустический каротаж основан на возбуждении в жидкости, заполняющей скважину, импульса упругих колебаний и регистрации волн, прошедших через горные породы, на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АК осуществляется с помощью электроакустических преобразователей.

Также нами были изучены параметры упругих колебаний, используемые для интерпретации. При скользящих контактах на границе цемента с колонной или при отсутствии цемента в затрубном пространстве на ФКД в первых вступлениях четко выделяется волна по колонне, которая во всем интервале

скользящего контакта характеризуется постоянством скорости распространения и преобладающей частоты (за исключением муфтовых соединений, где скорость этой волны понижается). На ФКД волна по колонне характеризуется несколькими линиями фазовой корреляции, параллельными маркам времени. Амплитуда волны по колонне зависит от жесткости контакта между цементом и колонной и может являться признаком для выделения этой волны только в интервале совершенно свободной колонны. Если колонна в нескольких точках имеет жесткий контакт с цементом, волна по колонне отличается от волны по породе более высокой частотой, а также постоянством скорости распространения по разрезу (на фоне изменяющейся по разрезу скорости распространения волн по породе).

Определено качество цементирования по волновым картинам. Основным признаком хорошего качества цементирования является полная корреляция данных АКЦ с другими геофизическими методами, в частности данными электрометрии и радиометрии, т.е. они отражают разрез скважины и границы пластов, характеризуют горные породы по их упругим свойствам. Кривая интервального времени  $\Delta T$ , полученная в обсаженной скважине, коррелируется с кривой  $\Delta T$ , замеренной в открытом стволе, при этом  $\Delta T$  в обсаженной скважине превышает значение в открытом стволе примерно на 40 мкс/м.

Составлена гамма-гамма цементометрия (СГДТ). Контроль качества цементирования методом гамма-гамма цементометрии (ГГК - Ц) относится к дополнительным методам, проводится в колонне, где по данным АКЦ не может быть однозначно решен вопрос качества цементирования (наличие слабо зацементированных интервалов, наличие разрывов сплошности цемента и другие особенности, обусловленные изменениями объемной плотности цементного камня в затрубном пространстве).

Выяснены физические основы метода. Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного порообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма - квантов. Основными процессами взаимодействия гамма - квантов с породой являются фотоэлектрическое поглощение, комптоновское рассеяние и образование электронно - позитронных пар. В методах рассеянного гамма - излучения в основном имеют место фотоэлектрическое поглощение и комптоновское рассеяние гамма - квантов породой. В зависимости от энергии гамма - квантов и вещественного состава горной породы преобладает тот или иной процесс их взаимодействия.

Решены задачи решаемые методом ГГК. Метод гамма-гамма-цементометрии обсаженных скважин основан на измерении плотности среды в затрубном пространстве непрерывно по периметру колонны либо по ее образующим через 60° (прибор СГДТ-НВ) или 120° (прибор ЦМ 8-12).

Из этого выявлены основные положения интерпретации.  $I_{min}I_{max}$  - соответственно минимальные и максимальные показания кривой в определяемом интервале;

$I_{max}/I_{min}$  - расхождение кривой (относительная амплитуда) в определяемом интервале;

$I_{ц}$ -максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента);

$I_{пж}$ -максимальные показания кривой против каверны, заполненной ПЖ (линия ПЖ);

$I_{цп}$ -максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия цемент - порода);

$I_{пж.п}$ -максимальные показания кривой против  $I_{пж.п}$  незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия ПЖ - порода);

$I_{п}$ - минимальные показания кривой против

*В результатах проведённой работы* нами определены уровни подъема цементной смеси, а также все качества на исследуемой территории №1 Ромашкинского месторождения проводилось двумя методами, это акустическая цементометрия (АКЦ) и гамма-гамма цементометрия (СГДТ), который включал в себя толщиномер, эксцентриситет, плотностную характеристику (селективная кривая, интегральная кривая). Основным признаком хорошего качества цементирования является полная корреляция данных АКЦ с другими геофизическими методами. Кривая интервального времени продольной волны по колонне ДТР, полученная в обсаженной скважине, отражает качество сцепления на данной интервале исследований. Имеет подъемы значений больше 250 мкс на участках со сплошным контактом, и понижение амплитуды кривой меньше 250 мкс на участках с частичным контактом сцепления цементной смеси.

**Заключение.** В данной выпускной работе были описаны и изучены следующие материалы: Геологическое строение района, методы оценки

качества цементирования обсадных колонн, акустический метод и метод рассеянного гамма-излучения, аппаратура используемая при каротаже. Скважинный прибор акустического каротажа, скважинный прибор рассеянного гамма-излучения, технология интерпретации данных, комплексная интерпретация акустического и гамма-гамма каротажа.

В результате сравнения значений селективной и интегральной плотностей можно судить о достаточно однородном по плотности веществе, заполняющем скважину на участке 1135-1225 м, где раствор, судя по кривой интегральной плотности имеет значения 1,8 и больше  $г/см^3$ , что говорит о наличии на данном участке портландцемента. Четко это разделение можно визуализировать по развертке селективной плотности цемента, где участки с более плотным составом вещества окрашены в черный цвет. По кривой толщины колонны было определено, что по данному фрагменту диаграммы возможная толщина колонны - 7 мм.

Таким образом, приведенные результаты доказывают, что для выявления нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны необходимо проводить как акустическую так и гамма-гамма цементометрию. Так как акустический каротаж не дает полной информации о качестве цемента, а комплексное применение методов акустической и гамма-гамма цементометрии позволяет установить высоту подъема цемента, выявить наличие или отсутствие цемента за колонной и характер его распределения, определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне, определить качество сцепления цемента с колонной и породой, а также измерить толщину стенки обсадной колонны. На основании приведенных результатов можно сказать, что применение акустического и гамма-гамма методов является эффективным комплексом при проведении ГИС по определению качества цементирования скважин.