

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и оценка характера насыщения  
методами ГТИ на примере Милютинского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Абенова Джанибека Муратовича

**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 2019

**Введение.** Геолого-технологические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения скважины и решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Геолого-технологические исследования выполняются в процессе строительства скважины, без остановок процесса бурения, что является неоспоримым преимуществом перед стандартными методами исследований.

Целью написания бакалаврской работы является выделение продуктивных пластов-коллекторов методами ГТИ.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной работы будут решены следующие задачи:

- изучение комплексов геолого-геохимических исследований;
- изучение основ газового каротажа;
- изучение методики выделения коллекторов;
- изучение методик определения характера насыщения;
- определение фоновых показаний результатов ГТИ;
- выделение зон аномалий по данным ГТИ;
- определение потенциально перспективных интервалов;
- определение характера насыщения.

Материалом для выпускной квалификационной работы послужили данные по горизонтальной скважине №105 Милютинского месторождения.

Материал для своей бакалаврской работы автор получил, работая технологом в партии геолого-технологических исследований, в геофизической организации ООО «Нефтегазсервис Саратов».

**Основное содержание работы. Первом раздел.** Милютинское месторождение нефти и газа расположено в центральной части Удмуртской Республики на территории Якшур-Бодьинского, Игринского и Шарканского районов, в 50-70 км от г. Ижевска. По территории месторождения проходит шоссейная дорога с асфальтированным покрытием I класса, соединяющая г. Ижевск, п. Игру и г. Глазов. В 25 км западнее от месторождения проходит железная дорога, соединяющая крупные железнодорожные станции Ижевск, Игра, Балезино и Глазов. По характеру рельефа район работ представляет собой слабо приподнятую равнину с небольшими увалами и отдельными холмами. Средние отметки возвышенностей +200-250 м. Гидрографическая сеть района представлена большим количеством рек и речек. Основными реками являются Лоза с правыми притоками Итой и Нязью и Вотка с притоками Ссякшур, Сюэри.

Осадочный чехол Милютинского месторождения вскрыт до глубины 3207 м (скв. 1R), представлен породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Фундамент не вскрыт.

В пределах Милютинского месторождения, как и в пределах всей Удмуртии выделяются два структурно-тектонических комплекса: комплекс кристаллического фундамента и комплекс осадочного чехла, представленный отложениями рифейского, вендского и палеозойского возраста.

В тектоническом отношении район работ по отложениям фундамента площадь месторождения расположена в северо-западной части Калтасинского авлакогена. Породы кристаллические фундамента в пределах месторождения не вскрыты.

В нефтегазоносном отношении район работ расположен в пределах Милютинского поднятия. Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласты В-II, В-IIIa, В-IIIб), башкирского яруса среднего карбона (пласты А4-0+1-А4-8), терригенные

пласты тульского (С-I, С-III, С-IV), бобриковского (С-V-С-VI и С-VI) горизонтов визейского яруса и карбонатные пласты (Сt-IV, Сt-V) турнейского яруса нижнего карбона. В третьей части работы основное внимание уделено верейскому горизонту.

**Второй раздел.** По целевому назначению основные задачи ГТИ удобнее всего разбить на несколько классов: геологические, технологические, диагностические, планово-экономические и научно-исследовательские (экспериментальные).

Самыми важными для рассмотрения являются технологические и геологические задачи, так как они тесно взаимосвязаны между собой.

Главной задачей при выборе оптимального комплекса методов будет являться обеспечение изучения разреза бурящейся скважины, а также опробование потенциальных продуктивных пластов-коллекторов в открытом стволе. Для решения геологических задач производится отбор шлама и ЛБА-каждые 5 метров. При подходе к проектным продуктивным пластам и в самом пласте уже – 1-2 метра.

Проводят геолого-технологические исследования с использованием компьютеризированных станций ГТИ, которые позволяют вести информационное сопровождение на всех этапах строительства скважины, производить расчленение геологического разреза и первичное выделение продуктивных горизонтов.

Признаками подхода забоя скважины к продуктивному пласту, если брать во внимание анализ БР и шлама, будут являться: аномальное увеличение газосодержания, а также газонасыщения, если сравнивать с фоновыми показаниями. Одновременно с увеличением содержания УВ при углублении к продуктивной толще происходит изменение (по сравнению со стандартным) их состава: таким образом, при продвижении к нефтяному пласту в смеси происходит рост С1 или более тяжелых УВ, а при приближении к газовому коллектору – наблюдается возрастание метана (С1). Флюидные коэффициенты

в данном случае могут меняться как в сторону роста, так и убывания. Для каждого района, где проводятся работы, значения флюидных коэффициентов определяются эмпирически.

Люминесцентный битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и свет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

На координатной сетке строится треугольник флюидных коэффициентов путем проведения линий, соответствующих значениям по трем координатным осям, расположенным под углом  $120^\circ$  справа налево. После построения треугольника соединяются углы базового и полученного треугольника. Точка пересечения трех линий обозначается порядковым номером анализа. Сумма углеводородных газов складывается из суммы метана, этана, пропана и бутана.

Если вершина построенного треугольника смотрит вниз - коллектор нефтенасыщенный, если вверх - газонасыщенный. Площадь треугольника

позволяет судить о газовом факторе пласта. Большой треугольник с вершиной, смотрящей вверх, свидетельствует о чисто газовой залежи, а большой 'треугольник с вершиной вниз - чисто нефтяной залежи.

Методика флюидных коэффициентов Geolog, основана на одновременном использовании следующих параметров, которые строятся в функции глубины (формулы 1,2,3):

$$Wh = \frac{(C2+C3+\dots+C5)}{(C1+C2+\dots+C5)} \times 100; \quad (1)$$

$$Bh = \frac{(C1+C2)}{(C1+C4+C4+C5)}; \quad (2)$$

$$Ch = \frac{(C4+C4+C5)}{C3}, \quad (3)$$

где Wh – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте;

Bh – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышающий уровень достоверности интерпретации;

Ch – коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти. Полученные значения рассчитанные по формулам сравниваются с граничными, приведенными в таблице 2.

Параметр Wh измеряет соотношение тяжелых компонентов и указывает на их концентрацию в перспективном пласте:

Если  $Wh < 0.5$ : сухой газ

Если  $0.5 < Wh < 17.5$ : газ, газоконденсат

Если  $17.5 < Wh < 40$ : нефть

Если  $Wh > 40$ : остаточная, окисленная, не продуктивная нефть.

Таблица 2 – Определение характера насыщения пластов-коллекторов

Значение Wh	Значение Bh	Характер насыщения
<0,5	>100	Сухой газ
17,5	Bh > Wh	Газ, газоконденсат
17,5-40	Wh > Bh	Нефть
>40	Wh > 40Bh	Остаточная нефть

Параметр Bh показывает соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышает уровень достоверности интерпретации:

Если  $Wh < 0.5$  и  $Bh > 100$ : сухой газ

Если  $0.5 < Wh < 17.5$  и  $Wh < Bh < 100$  : газ, газоконденсат

Если  $0.5 < Wh < 17.5$  и  $Wh > Bh$ : газоконденсат с наличием нефти

Если  $17.5 < Wh < 40$  и  $Wh > Bh$ : нефть

Если  $17.5 < Wh < 40$  и  $Wh >> Bh$ : остаточная, окисленная, не продуктивная нефть (либо с очень низким продуктивным потенциалом)

Если  $Wh > 40$ : вода.

Параметр Ch является вспомогательным, и исключает ошибки при высоком содержании метана в газе. Если  $Ch < 0,5$ , то выделение газонасыщенных интервалов по параметрам Wh и Bh является корректным. Если же  $Ch > 0,5$ , то пласты определенные по Wh и Bh, как газовые зоны, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

Оперативное литологическое расчленение разреза обеспечивает, в реальном времени, эффективное геологическое управление бурением

скважины, дает буровой бригаде о необходимости изменения режима бурения, промывки скважины, параметров промывочной жидкости, выборе долота.

Для решения этих задач используются параметры механического и фильтрационного каротажа. Дополнительная информация получается при использовании данных контроля давления, момента на роторе, а также данных об уровне изменчивости значений таких параметров как: скорость проходки  $V$ , относительный коэффициент буримости  $K_{об}$ , момент на роторе  $M_r$ .

При проведении ТВД анализируется количество и состав углеводородных газов, извлекаемых из открытых и закрытых пор шлама и керна. Применяется с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений.

**Третий раздел.** В процессе исследования разреза скважины выявлена аномалия, которую можно наблюдать приложении 2. Зона приурочена к интервалу 1450,65 - 1576,31, в котором отмечено изменение интерпретационного кода.

В интервале 1450,65-1576,31 отмечено значительное увеличение механической скорости проходки, значительное увеличение газосодержания бурового раствора и изменение люминесценции шлама.

После определения перспективного интервала, было проведено определение характера насыщения пород.

По данным методики флюидных коэффициентов «GEOLOG» параметр  $Wh=21$ , параметр  $Vh=23$ , следовательно интервал 1450,65-1576,31м – нефтенасыщен. Расчет параметров производился на базе абсолютных газопоказаний из Приложения 1, путем их усреднения, так как интервал является большим.

По результатам расчета относительного состава газа и нанесения его на палетку РАГ, получены следующие результаты: интервал 1450,65-1576,31м – нефтенасыщен.



В результате построения базового треугольника интервал является нефтенасыщенным.

В ходе исследований получены следующие результаты: по методикам «GEOLOG», РАГ и базового треугольника интервал 1450,65-1576,31м – нефтенасыщен.

На последнем этапе исследования было проведено сравнение полученных результатов с данными ГИС. По данным комплекса ГИС в интервале выделена нефтенасыщенная толща. Кнг (коэффициент нефтегазоносности) составил 75-85%.

Таким образом, по комплексу методов ГИС было заключено, что в данный интервал является нефтеносным коллектором.

Результаты исследований показывают высокую эффективность методик ГТИ.

**Заключение.** В соответствии с поставленными в ведении задачами в выпускной квалификационной работе дано описание геологического строения района работ, выполнен обзор комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективных интервалов. Также выделен, в разрезе изучаемой скважины Милютинского месторождения, пласт-коллектор и определен характер его насыщения.

По результатам выполненных исследований получены следующие результаты: по методикам GEOLOG, РАГ и базового треугольника – интервал нефтенасыщен. По данным ГИС в интервале отмечаются признаки наличия коллектора. Результаты сравнения показывают эффективность методик флюидных коэффициентов GEOLOG, РАГ и базового треугольника.

Таким образом, комплекс ГТИ показал эффективность в условиях Мюлютинского месторождения при решении геологических задач.