

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

Кафедра геофизики

**Уточнение литолого-геофизической характеристики терригенного пласта
коллектора Jv₁ на Покамасовском месторождении в процессе бурения
горизонтального участка ствола скважины по данным системы LWD в
комплексе с данными ГТИ**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках
нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Щенникова Дмитрия Олеговича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2023

Введение. В настоящее время около 90 % скважин бурятся как наклонно направленные и горизонтальные и только 10 % из числа бурящихся скважин являются вертикальными. Для оптимальной проводки ствола скважины необходимо проводить геофизические исследования в процессе бурения.

Актуальность магистерской работы заключается в том, что геофизические и геолого-геохимические исследования, проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, обеспечение оптимальной траектории ствола скважины в наиболее нефтегазанасыщенных интервалах.

В качестве объекта исследования была выбрана скважина №1 Покамасовского месторождения.

Целью магистерской работы было уточнение литолого-геофизической характеристики терригенного пласта коллектора Jv_1 на Покамасовском месторождении в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины по данным системы LWD (включающей в себя гамма-каротаж, резистивиметрию), а также по шлагограмме и данных газового каротажа.

Для достижения намеченной цели были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизическую характеристику Покамасовского месторождения;
- охарактеризовать методику выделения пластов коллекторов по данным шлагограммы, газового каротажа, механического каротажа, гамма-каротажа и резистивиметрии;
- адаптировать методику проведения каротажа в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины с использованием телесистемы Slimhole на Покамасовском месторождении;

- произвести интерпретацию данных полученных в процессе бурения данных гамма-каротажа и резистивиметрии;
- выделить терригенный коллектор Jv_1 в процессе бурения горизонтального участка ствола на Покамасовском месторождении и дать его характеристику.

Выпускная квалификационная работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, методическая часть с описанием основных принципов работы комплекса LWD в процессе бурения и интерпретации, полученных с забоя данных, результаты работ. Также работа содержит: введение, заключение, список использованных источников и одно приложение. Для исследования в работе была описана и использована методика проведения каротажа в процессе бурения с помощью комплекса LWD совместно с геолого-геохимическими исследованиями шлама.

Основное содержание работы. LWD (logging while drilling) – каротаж во время бурения. LWD системы служат для обеспечения проводки скважины по проектной траектории, осуществляя контроль искривления, литологии, насыщения и оперативного управления бурением.

Применение LWD весьма обширно, например:

- бурение горизонтальных скважин;
- бурение боковых стволов;
- бурение скважин с высокой точностью попадания в локализованные участки залежи;
- бурение в обход осложненных зон;
- глушение открытых фонтанов;
- бурение скважин в нефтеносные пласты с подошвенной водой и пласты с газовой шапкой;
- вскрытие крутопадающих пластов.

С применением LWD возможно:

- оперативное определение характера насыщения вскрываемых пластов;
- определение характеристик пористости вскрываемых коллекторов;

- оперативная корректировка траектории ствола скважины в процессе бурения;
- высокая точность проводки траектории скважины;
- оперативная оценка литологии горных пород, вскрытых стволом скважины, на основании естественного гамма-фона;
- оперативный технологический контроль за режимом бурения.

Система LWD представляет собой комплекс датчиков и методов исследования, включающий в себя гамма-каротаж, резистивиметрию и инклинометрию.

Гамма-метод или метод естественной радиоактивности горных пород основан на регистрации естественного (самопроизвольного) гамма-излучения. Это излучение обусловлено самопроизвольным распадом радиоактивных элементов (радионуклидов) уранового, ториевого и актиноуранового рядов. Это так называемые радиоактивные семейства. Все они завершаются образованием стабильного (нерадиоактивного) элемента (свинца). В середине каждого семейства образуются радиоактивные газы (эманации): радон, торон и актинон.

Практический интерес представляют ^{238}U (и прежде всего продукт его распада ^{226}Ra), ^{232}Th и ^{40}K , так как именно эти радионуклиды определяют естественную радиоактивность горных пород.

Основными характеристиками естественных радионуклидов являются период полураспада и энергия гамма-излучения. Они образуют так называемый «фоторобот» радионуклида.

Естественная радиоактивность горных пород прямо пропорциональна содержанию в них указанных радиоактивных элементов. Кроме этого, установлено, что осадочные породы, образовавшиеся в различных условиях осадконакопления, содержат различные концентрации урана, тория и калия. В таблице 9 приведена естественная радиоактивность горных пород.

Глинистость отложений позволяет судить об объёмном содержании глин в коллекторах и как следствии их качестве. Основой оценки коэффициента глинистости $C_{\text{гл}}$ по естественному гамма-излучению является использование эмпирической связи между $C_{\text{гл}}$ и двойным разностным параметром ΔJ_{γ} . Для

Покамасовского месторождения можно предложить следующую эмпирическую формулу (1) расчета коэффициента глинистости по данным ГК:

$$C_{ГЛ}^{ГК} = 0,9 * DGR^{0.8}, \quad (1)$$

где, $C_{ГЛ}^{ГК}$ – это коэффициент глинистости рассчитанный по ГК, DGR – показания датчика ГК.

Это служит петрофизической основой качественного литологического расчленения разреза осадочных пород по величине их естественной радиоактивности. Кроме этого, измеряя изменение естественной радиоактивности по стволу скважины, можно определять глубину залегания пластов, выделять коллекторы и флюидоупоры.

Резистивиметрия – это процесс, при помощи которого измеряется удельное электрическое сопротивление бурового раствора или жидкости, которой заполнена скважина. Определяется сопротивление водного раствора на основе изучения уровня содержащихся в нем растворимых солей.

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью или обратной ей величиной - удельным электрическим сопротивлением (2):

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{RS}{L}, \quad (2)$$

где R - полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом), S и L , соответственно, площадь поперечного сечения (в м) и длина (в м) образца.

Удельное электрическое сопротивление горной породы определяется величиной сопротивления ее твердой фазы, объемом порового пространства, текстурными особенностями породы, сопротивлением насыщающих поровое пространство флюидов, минерализацией пластовой воды и температурой.

Удельное сопротивление твердой фазы породы зависит от ее минералогического состава. Основные минералы, входящие в состав осадочных горных пород на нефтяных и газовых месторождениях, а также на месторождениях твердых полезных ископаемых, имеют очень большие

значения сопротивления и фактически являются диэлектриками. Исключение составляют минералы угольных и рудных месторождений.

Большое влияние на величину удельного сопротивления осадочных пород оказывает наличие в них пластовой воды, содержащей растворенные соли. Концентрация солей в пластовой воде в свою очередь зависит от состава растворенных солей и температуры пласта. При равных содержаниях растворенных солей значения удельного сопротивления водных растворов в пластовых условиях могут иметь близкие значения. Наиболее высокую концентрацию в пластовых водах имеют ионы натрия, калия, хлора, кальция, магния.

Удельное сопротивление нефтенасыщенных и газонасыщенных пород выше по сравнению с сопротивлением пород, поровое пространство которых полностью заполнено пластовой водой. Проводником электрического тока в таких случаях является минерализованная пластовая вода. Количество воды и характер ее распределения в поровом пространстве определяют удельное сопротивление породы.

При изучении влияния нефтегазонасыщения удобно вместо удельного сопротивления породы рассматривать отношение удельного сопротивления ρ_n нефтенасыщенного или газонасыщенного ρ_g пласта к удельному сопротивлению $\rho_{вп}$ того же пласта, поры которого полностью заполнены пластовой водой. Указанное отношение (3) называется параметром насыщения порового пространства или коэффициентом увеличения сопротивления и обозначается следующим образом:

$$P_n = \rho_n / \rho_{вп} \quad \text{и} \quad P_g = \rho_g / \rho_{вп} , \quad (3)$$

Для нефте- и газонасыщенного пласта это отношение показывает, во сколько раз насыщение породы нефтью и газом увеличивает ее удельное сопротивление по сравнению с сопротивлением полностью водонасыщенного пласта. Экспериментальными исследованиями установлена зависимость (4)

между коэффициентом водонасыщенности k_B породы и параметрами P_H и P_G насыщения породы углеводородами:

$$P_H = \frac{a_n}{k_B^n} = a_n / (1 - k_H)^n, \quad (4)$$

где $k_H = 1 - k_B$ или $k_G = 1 - k_H$, соответственно, коэффициенты нефтенасыщенности и газонасыщенности; a_n и n - коэффициенты, постоянные для данного типа отложений.

В настоящее время около 90 % скважин бурятся как наклонно направленные и горизонтальные и только 10 % из числа бурящихся скважин являются вертикальными. Применение этих методов позволяет: а) существенно повысить рентабельность капитальных вложений добывающих предприятий; б) значительно увеличить период «незаводненной» эксплуатации, снизить депрессию на пласт; в) сократить простаивающий фонд скважин, ввести в эффективную промышленную эксплуатацию забалансовые запасы; г) вести экологически безопасное и низкзатратное освоение шельфовых месторождений; д) проводить разведку и эксплуатацию месторождений в природоохранных зонах; ж) не допустить «проедания» ранее разведанных запасов; е) ввести в эффективную промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемые и обводненные запасы. Отечественная и мировая практика показала, что применение этих методов позволяет увеличить дебиты скважин в 3-8 раз и вывести простаивающий фонд, который в России насчитывает десятки тысяч скважин, на рентабельный уровень добычи. Учитывая глобальные потребности в нефти и газе, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, обострение социальных и экономических проблем из-за нефти и газа, государство и нефтегазовые компании должны вкладывать значительные финансовые средства в восполнение минерально-сырьевой базы России, освоение инновационных технологий, разведочное бурение и развитие методов увеличения нефтегазоотдачи (МУН), сокращение простаивающего фонда скважин.

Поэтому очень важно обеспечить контроль текущего положения забоя бурящейся горизонтальной скважины, угла наклона и азимута ее ствола. Определение этих параметров приходится проводить при кустовом бурении на суше, бурении в заболоченных местах с специально отсыпаемых для размещения буровой установки площадок, морском бурении с платформы и в других ситуациях.

Целью наклонно направленного бурения является достижение в соответствии с проектом на строительство скважины целевого объекта, вход в который проецируется на горизонтальную плоскость (дневную поверхность) точкой, отстоящей от устья скважины на значительном расстоянии - до 7-11 км.

Отклонение оси скважины от заданного направления называется искривлением скважины. Поэтому периодически или непрерывно осуществляют контроль положения оси скважины по величине угла ее наклона и азимуту. Угол отклонения скважины от вертикали называется зенитным углом δ , а направление наклона в сторону увеличения глубины - дирекционным углом β , отсчитываемым от географического меридиана. На практике вместо дирекционного угла β пользуются магнитным азимутом наклона скважины φ , отсчитываемым по ходу часовой стрелки от направления на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, т.е. проекцией на горизонтальную плоскость.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти газа. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание углеводородных газов и периодически - компонентный состав углеводородных газов (УВГ), попавших в раствор из разбуриваемых горных пород.

Механический каротаж - метод основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины - продолжительности бурения заданного

постоянного интервала. При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Предварительное расчленение разреза производится по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определяется литология этих пород, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы. Из Технологических факторов наибольшее влияние оказывают нагрузка на долото, частота вращения долота, расход бурового раствора, величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".

Результаты работы. В процессе бурения горизонтального участка ствола скважины с использованием комплексной системы LWD был выполнен каротаж. По результатам интерпретации каротажа в комплексе с ГТИ (шламограммой) был выделен продуктивный пласт.

По данным гамма-каротажа был рассчитан коэффициент глинистости, выявлена точка вскрытия пласта.

Проанализирована траектория ствола скважины. Скважина проложена в наиболее продуктивной части пласта.

В процессе написания магистерской работы выполнена интерпретация геофизических данных, полученных в процессе бурения горизонтального

участка ствола с помощью телесистемы Slimhole. Особое мое внимание было уделено показаниям гамма-каротажа, резистивиметрии и шламограмме.

Решены следующие задачи:

- изучена геолого-геофизическая характеристика Покамасовского месторождения;
- освоен технико-методический комплекс для проведения каротажа в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины с использованием телесистемы Slimhole, включающей в себя гамма-каротаж, резистивиметрию и инклинометрию;
- произведена интерпретация полученных в процессе бурения данных гамма-каротажа и резистивиметрии;
- по комплексу признаков в процессе бурения выделен терригенный коллектор Jv_1 на Покамасовском месторождении;
- по получаемым с забоя данным ГК и резистивиметрии оперативно выдавались корректировки в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины, благодаря которым была обеспечена оптимальная траектория ствола скважины, вскрывающая прикровельную часть продуктивного пласта.