

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

Кафедра геофизики

**«Закономерности латеральной изменчивости петрофизических свойств
ачимовских отложений Уренгойского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 502 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Кравцова Даниила Юрьевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

ВВЕДЕНИЕ

XXI век ознаменовался широким внедрением в практику бурения нефтегазовых скважин новых технологий, к числу которых относится бурение горизонтальных скважин. Бурение горизонтальных скважин поставило на сегодняшний день приоритетные задачи такие как: повышение продуктивности за счёт увеличения площади фильтрации; сокращение стоимости строительства скважины; разработка пластов с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью; бурение сложных участков, интервалов.

При бурении горизонтальных скважин с углами отклонения от вертикали более 50° , возникают ограничения по применению традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС). Данный факт требует усовершенствования геофизических методов для проводки ствола скважины по пластам с наиболее оптимальными петрофизическими параметрами.

К проведению геофизических исследований в горизонтальном стволе скважины предъявляется целый ряд специфичных требований, отсутствующих при проведении геофизических исследований в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Первыми с возможностью проведения геофизических исследований во время бурения столкнулись зарубежные компании. В практике зарубежных компаний, хорошо себя зарекомендовали геолого – геофизические исследования в процессе бурения (LWD – logging while drilling) и измерения в процессе бурения (MWD – measurement while drilling). Данные исследований служат для оценки скорости бурения, положения ствола скважины, привязки выбуренной породы к пробуренному метражу, межскважинной корреляции месторождения, анализа газопоказаний скважины, определения глинистости, пористости, удельного электрического сопротивления, и других петрофизических показателей.

Внедрение геолого – геофизических исследований и измерений в процессе бурения, позволяет добиться оптимального размещения

горизонтального участка ствола скважины в пласте с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Как известно важнейшими параметрами пласта-коллектора, с позиций нефтепромысловой геологии, являются пористость, глинистость, коэффициент нефтегазонасыщенности и другие параметры. Все эти данные должны рассматриваться с оценкой их изменчивости – важной характеристики неоднородности пласта. В плане и в разрезе нефтегазоносной толщи, которая формировалась в геологическом прошлом в постоянно менявшихся условиях осадконакопления, минеральный и фракционный (гранулометрический) состав осадков, укладка зерен, степень их цементации, глинистость и т.п. могут варьироваться в широких пределах.

Учитывая сложность исследуемого объекта, целью настоящей работы является построение уточнённой схематичной геологической модели пластов ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Для выполнения поставленной цели были обозначены следующие задачи:

- проанализировать данные ГТИ и ГИС;
- проследить изменчивость коллекторских свойств по латерали и вертикали при вскрытии пластов;
- провести типизацию коллекторов по петрофизическим параметрам ($K_{ГЛ}$, $K_{П}$);

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Раздел 1 В первом разделе, приводятся сведения о местоположении и геологическом строении исследуемой площади

Гигантское по запасам газа Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто 6 июня 1966 года. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

В геологическом строении принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано – глино – алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов. На рассматриваемой территории сводный геологический разрез скважины представлен мезозойской и кайнозойской эратемами.

Уренгойское месторождение в тектоническом плане приурочено к Уренгойскому мегавалу. Уренгойский мегавал, имеющий преимущественно субмеридиональное простирание, в северной части ориентирован субширотно. Эта наиболее крупная положительная структура (170 × 120 км) представляет собой единую сложную складку.

Уренгойское НГКМ приурочено к Уренгойскому нефтегазоносному району, Надым-Пурской нефтегазоносной области. Начальные запасы Уренгойского месторождения в сеноманских, неокомских, ачимовских и юрских отложениях составляют: газа – 12,774 трлн. м³, конденсата (извлекаемые) – 701 млн. т., нефти (извлекаемые) – 579 млн. т. Одним из перспективных нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах Уренгойского НГКМ является ачимовская толща, прослеживающаяся в сортымской свите нижнего мела. Средние дебиты газоконденсатной смеси при исследовании на различных режимах во многих скважинах превышает 300–400

тыс.м³/сут, а дебиты стабильного конденсата варьируются от 80 до 150 м³/сут. Фильтрационно-емкостные свойства ачимовских коллекторов изредка низкие, проницаемость составляет от 1 – 5 до 10 10⁻¹⁵м², открытая пористость – от 16% до 18%, цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания (дебиты газа >300 тыс.м³/сут, дебиты конденсата >100 м³/сут) присутствует и трещинный тип коллекторов и смешанный порово-трещинный.

Раздел 2 Во втором разделе рассмотрена методика проведения ГИС,ГТИ (LWD/MWD) в процессе бурения, описаны теоретические основы методов ГК,ГГК-П

Данные ГИС и ГТИ являются одним из основных видов, получения геологической информации. ГИС применяют для решения геологических и технических задач. К геологическим задачам, в первую очередь, относят литологическое расчленение разрезов, их корреляцию, выделение пластов – коллекторов, определение физических и фильтрационно – емкостных свойств, необходимых для подсчета запасов. К техническим задачам относят изучение инженерно-геологических и гидрогеологических особенностей разрезов, изучение технического состояния скважин, контроль разработки месторождений нефти, газа и угля, проведение прострелочно-взрывных работ

Современные исследования скважин — каротаж в процессе бурения. По терминологии, существующей за рубежом, исследования называют LWD (logging while drilling – каротаж в процессе бурения) и MWD (measurement while drilling — измерения в процессе бурения) позволяют экономить время на исследование скважин, в связи с чем значительно уменьшается зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, что приводит к сокращению времени на его освоение. С помощью применения нейтронного и лито-плотностного каротажа во время бурения появляется возможность более корректно оценивать литологию и пористость пласта. Применение азимутальных с построением имиджей LWD позволяет определять угол и азимут напластования, а также другие структурные элементы пласта и тем самым проводить эффективную геонавигацию в процессе бурения, а также

уточнять структурные построения геологической модели месторождения.

Гамма – каротаж (ГК) применяют для решения следующих задач: расчленения и корреляции осадочных толщ по степени их глинистости; выделения коллекторов нефти, газа и пресных вод, залегающих среди глинистых вмещающих пород; оценки фильтрационно – емкостных свойств, зависящих от глинистости пород.

Гамма гамма каротаж – плотностной позволяет выполнять литологическое расчленение разреза, выделять пласты – коллектора и рассчитывать коэффициент пористости K_p . Регистрация плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК – П) основана на эффекте рассеяния жёсткого гамма-излучения в изучаемой горной породе. Идея ГГК – П основана на известных принципах взаимодействия гамма – излучения с различными веществами. По результатам данного метода определяется только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн, трещин и связанной (остаточной) водой, содержащейся на частицах глинистых минералов.

Раздел 3 В третьем разделе рассмотрены результаты проведённых работ

Используя вышеизложенные теоретические основы и методику проведения работ, в настоящей работе для определения петрофизических параметров, из всего комплекса ГИС были выбраны данные ГК и ГГК – П. По данным ГИС и ГТИ были выделены четыре продуктивных пласта в ачимовских отложениях $Aч_3^1$, $Aч_4$, $Aч_5^1$, $Aч_5^{2-3}$ в интервалах: 3652-3658,5 м.; 3661-3702 м.; 3714-3723 м.; 3727-3750 м.

Для выделенных продуктивных газоносных пластов, разделённых на пропластки, определение глинистости по данным ГК была использована связь между глинистостью и радиоактивностью. Вследствие нелинейности этой зависимости была произведена эталонирован показаний относительно опорных пластов с максимальными и минимальными показаниями на диаграмме каротажа. При определении пористости породы был использован метод плотностного гамма – гамма каротажа. Объёмная плотность связана с общей

пористостью. По палетке «пористость – плотность пород по ГТК – П» был определён коэффициент пористости. Полученные данные коэффициентов глинистости и пористости занесены в сводную таблицу 1.

Таблица 1

Коэффициенты пористости и глинистости

№ Пласта п/п	Интервал		Мощность пласта $h_{пл}$, м	Средние значения плотности по ГТК-П $\rho_{п}$, г/см ³	Коэффициент пористости $K_{п}$, %	Коэффициент глинистости $K_{гл}$, усл.ед.
	Кровля, м	Подошва, м				
1	3652	3658,8	6,8	2,5	4	0,6
2	3658,8	3661,2	2,4	2,59	5	0,7
3	3661,2	3666,2	5	2,51	3	0,5
4	3666,2	3671,2	5	2,43	13	0,35
5	3671,2	3676,2	5	2,44	12	0,36
6	3676,2	3681,2	5	2,34	18	0,2
7	3681,2	3686,2	5	2,33	18	0,2
8	3686,2	3691,2	5	2,50	9	0,5
9	3691,2	3696,2	5	2,51	9	0,5
10	3696,2	3701,2	5	2,5	9	0,5
11	3701,2	3706,2	5	2,63	4	0,65
12	3706,2	3711,2	5	2,65	3,5	0,65
13	3711,2	3716,2	5	2,56	4,5	0,68
14	3716,2	3721,2	5	2,35	17	0,2
15	3721,2	3726,2	5	2,55	4	0,6
16	3726,2	3731,2	5	2,39	16	0,31
17	3731,2	3736,2	5	2,4	15	0,2
18	3736,2	3741,2	5	2,34	17	0,2
19	3741,2	3747,2	6	2,35	15	0,3

Выделив общие критерии, пропластки были объединены в пласты со схожими петрофизическими параметрами $K_{п}$, $K_{гл}$, и разделены на три группы, представленные в таблице 2, каждому столбцу из которых присвоен свой цвет.

Таблица 2 Объединение пропластков в пласты

Пласт, № п/п	$K_{пв}$, %	$K_{гл}$, усл.ед.
1	13-18	0,2-0,3
2	9,0-12	0,4-0,5
3	3,5-5	0,6-0,7

Жёлтым цветом выделены пласты с повышенной пористостью от 13 до 18% и минимальными значениями глинистости от 0,2 до 0,3 усл.ед. Оранжевым цветом обозначены пласты с средней пористостью от 9 до 12% и средними значениями глинистости от 0,4 до 0,5 усл.ед. Зелёный цвет характеризует пласты с маленьким значением пористости от 3,5 до 5%, максимальными значениями глинистости от 0,6 до 0,7 усл.ед. Таким образом была проведена типизация пластов – коллекторов по петрофизическим параметрам.

Используя данные инклинометрии и литолого – петрофизическую характеристику пород, можно построить схематичную геологическую модель пласта. Проанализировав полученную схему можно заметить, что прослеживаются разные по литологическому составу пропластки. Верхняя часть разреза сложена аргиллитами со слабой пористостью и повышенной глинистостью. Нижняя часть разреза сложена песчаниками на карбонатно – глинистом цементе с прослоями аргиллитов, средне - высоким поровым пространством и средними значениями глинистости. По данным геолого – геохимических исследований, ГК и ГК – П, можно предположить что скважина закончена в пласте с наилучшими коллекторскими свойствами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе бурения горизонтальной скважины U3101 Уренгойского месторождения использованы передовые технологии забойно – телеметрических систем для сбора и анализа геолого – геофизической информации (LWD/MWD), и геонавигации непосредственно во время бурения. В настоящей работе из всего комплекса ГИС, для определения петрофизических параметров, были выбраны данные ГК и ГК – П. Рассмотрена изменчивость петрофизических свойств в пластах Ач₃¹, Ач₄, Ач₅¹, Ач₅²⁻³ ачимовских отложений по латерали и вертикали, с последующим построением схематичной геологической модели пластов по геофизическим данным. В процессе выполнения работы были использованы современные комплексы обработки и визуализации данных ГрафПад, TEditor, MLDip, MLSystem, Adobe Illustrator.

В результате выполнения настоящей работы решены следующие задачи:

- проанализированы данные ГТИ и ГИС: литологии, ГК, ГК – П;
- определены петрофизические параметры пластов: коэффициент глинистости и пористости;
- проведена типизация пластов коллекторов по петрофизическим параметрам.

При определении пористости породы был использован метод плотностного гамма – гамма каротажа. Минимальные значения пористости составляют 5%, а максимальные достигают 18%. Для определения глинистости по данным ГК была использована связь между глинистостью и радиоактивностью. Значения глинистости колеблются от 0,2 усл.ед., до 0,7 усл.ед. Сильноглинистые слои, имеют ухудшенные коллекторские свойства вследствие подавления пористости глинистым материалом. По полученным данным пласты были разбиты на пропластки.

При выделении общих петрофизических параметров, а именно Кп, Кгл, пропластки были объединены в пласты и проведена типизация на три группы:

1) пласты с повышенной пористостью от 13% до 18% и минимальными значениями глинистости от 0,2 усл.ед. до 0,3 усл.ед. 2) пласты с средней пористостью от 9% до 12% и средними значениями глинистости от 0,4 усл.ед. до 0,5 усл.ед. 3) пласты с низким значением пористости от 3,5% до 5% и и максимальными значениями глинистости от 0,6 усл.ед до 0,7 усл.ед.

Проанализировав построенную модель можно сделать вывод, что прослеживаются разные по литологическому составу пропластки. Верхняя часть разреза сложена глинами и аргиллитами со слабой пористостью и повышенной глинистостью. Нижняя часть разреза сложена песчаниками на карбонатно – глинистом цементе с прослоями аргиллитов, средне - высоким поровым пространством и средними значениями глинистости.

По данным геолого – геохимических исследований, ГК и ГКК – Ц можно предположить что скважина закончена в пласте с наилучшими коллекторскими свойствами, что позволит в дальнейшей эксплуатации скважины получить устойчивые притоки углеводородов.