

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

Кафедра геофизики

**Литолого-петрофизическая характеристика пласта ЮС2 Тевлинско-
Русскинского месторождения в скважине 1346Г**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студента 2 курса магистратуры 261 группы
направления 05.04.01. «Геология»
профиль: «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологический факультет
Дайфеева Эльдара Ахметовича

Научный руководитель:

к. г.-м. н., доцент _____ Б. А. Головин

Зав. кафедрой геофизики:

к. г.-м. н., доцент _____ Е.Н. Волкова

Саратов, 2025

Введение. Актуальность темы Актуальность настоящей работы обусловлена изучением изменений петрофизических свойств пласта ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождения для выявления пластов коллекторов.

Вопросы исследования и оценки петрофизических свойств осадочных толщ, особенно в нефтегазовых месторождениях, имеют огромное значение для эффективного освоения углеводородных ресурсов. Важным этапом в разведке и разработке месторождений является определение закономерностей изменения петрофизических свойств по латерали, что способствует более точному прогнозированию добычи и оптимизации добывающих процессов.

Объектом исследования данной работы является Тевлинско-Русскинское месторождение, расположенное на территории Западной Сибири, в пределах Тюменской области.

Целью данной работы является выявление литолого-петрофизической характеристики пласта ЮС2 в скважине 1346Г Тевлинско-Русскинского месторождения.

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

- Изучить геологическое строение Тевлинско-Русскинского месторождения;
- Выбрать информационный комплекс промысловых геофизических методов;
- Провести комплекс интерпретации данных геофизических исследований ствола скважины 1346Г Тевлинско-Русскинского месторождения;
- Выделить возможные интервалы пластов коллекторов в горизонтальном участке скважины.

Магистерская работа содержит в себе введение, заключение, список использованных источников, а также 3 раздела основного содержания работы:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ
- 2 Методика работ
- 3 Результаты работ

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования». подразделяется на 4 подраздела.

В подразделе 1.1 описываются общие сведения о территории исследования работ.

Тевлинско-Русскинское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, в 88 км к северу от г. Сургут. Это месторождение нефти является одним из крупнейших объектов добычи УВ в Западной Сибири.

Тевлинско-Русскинское месторождение находится в зоне активной промышленной разработки многих месторождений. Ближайшими наиболее крупными эксплуатируемыми являются: Холмогорское, расположенное в 40 км к северу, Южно-Ягунское — в 20 км на восток, Дружное - 50 км на восток, Карамовское - в 75 км на север, Федоровское и Когалымское, непосредственно граничащие с Тевлинско-Русскинским месторождением.

В подразделе 1.2 описывается литолого-стратиграфическая характеристика Тевлинско-Русскинского месторождения.

В геологическом строении Тевлинско-Русскинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента.

Подраздел 1.3 посвящен Тектонике. Тевлинско-Русскинское месторождение располагается в пределах Тевлинско-Русскинского малого вала, объединенного тектонически с Савуйским структурным носом, представляющих структуры второго порядка. Осложняющими элементами являются Тевлинская, Сорымская, Иминская, Русскинская и другие структуры III порядка. С запада Тевлинско-Савуйская зона поднятий ограничена

Восточно-Венглинским прогибом (II порядка), на востоке – ЮжноЯгунским и Западно-Ягунским малыми прогибами.

В геологическом строении Тевлинско-Русскинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента. Доюрские образования на Тевлинско-Русскинском месторождении вскрыты в скважинах 114Р-СИ, 50П-ЗТ.

Подраздел 1.4 посвящен нефтегазоносности. На Тевлинско-Русскинском месторождении залежи располагаются в стратиграфическом диапазоне от тюменской до сортымской свит. Этаж нефтеносности достигает 900 м. Основной нефтесодержащей толщей является комплекс отложений в составе сортымской свиты. Залежи нефти здесь связаны с пластами горизонтов БС10-БС12, а также ачимовской толщи. Основной особенностью строения нижней части сортымской свиты является клиноформный характер развития отложений. Вторая группа залежей связана с отложениями верхней части васюганской (ЮС1 1 , ЮС1 2) и тюменской (ЮС2 1 , ЮС2 2) свит юрского возраста. Для пластов средне и верхнеюрских отложений характерно наличие разнонасыщенных прослоев коллекторов на одном гипсометрическом уровне, то есть с вертикальными контактами, что до сих пор не получило должного обоснования.

Второй раздел «Методика исследования» подразделяется на 3 подраздела.

Первый подраздел 2.1 посвящен телеметрии в процессе бурения и методам описанных в работе. В процессе бурения горизонтальных скважин используются телеметрические станции. Основное предназначение телеметрической системы заключается в определении и передаче в режиме реального времени во время бурения на поверхность данных инклинометрии (зенитного угла и магнитного азимута) для определения пространственного положения (траектории) скважины. При этом данные инклинометрии очень

часто дополняются информацией о параметрах бурения, удельное электрическое сопротивление и гамма-каротажем.

Использование каротажа в процессе бурения при помощи присоединения дополнительных модулей к низу компоновки стандартных приборов для измерения инклинометрии, позволяют:

- контролировать пространственное положение скважины относительно геологических объектов в процессе бурения с целью повышения эффективности бурящейся скважины;

- обосновано принимать решения по изменению траектории скважины в зависимости от изменяющихся геологических условий скважины прямо в процессе бурения;

- проводить каротаж в горизонтальных и сильно искривленных скважинах;

- отказаться от проведения дополнительных промежуточных каротажей на кабеле и буровом инструменте с целью оценки геологических условий по стволу скважины;

- оперативно получать данные для количественной оценки параметра пласта и коллекторных свойств.

Гамма-каротаж (ГК)

Измерение интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины называется гамма-каротажем (ГК). Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения, расположенного в глубинном приборе. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера–Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики

Плотностной гамма-каротаж (ГГК)

Измерение характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины, называется гамма-гамма-каротажем (ГГК). В методе ГГК различают две основные модификации: плотностной и селективный. Более широко используется плотностной ГГК. При ГГК измеряется жесткая составляющая рассеянного γ -излучения. В качестве источника используется изотоп кобальта ^{60}Co , испускающий γ -кванты сравнительно большой энергии. Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта.

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н). На диаграммах ННК-Т, полученных при помощи длинных зондов, водородосодержащие пласты выделяются, так же, как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты – более высокими значениями.

Резистивиметрия

Под резистивиметрией понимают измерение удельного электрического сопротивления жидкости ρ_s , заполняющей скважину, с помощью скважинного резистивиметра. Значения сопротивления промывочной жидкости необходимы при вычислении истинных удельных сопротивлений пород на основании кажущихся.

Второй подраздел 2.2 посвящен аппаратуре и общим сведениям о ней.

Третий подраздел 2.3 посвящен выделению коллекторов. Коллектором называют пористую и проницаемую горную породу, способную содержать флюид (нефть, газ и воду) и отдавать его при современной технологии разработки месторождений нефти, газа и воды.

Основные свойства коллектора, отличающие его от вмещающих пород, — это проницаемость, пористость и глинистость.

Основным критерием, который позволяет классифицировать породу как «коллектор» или «неколлектор» является критическое или граничное значение коэффициента проницаемости $k_{пр}^*$. Если $k_{пр} > k_{пр}^*$, породу относят к коллекторам, если $k_{пр} < k_{пр}^*$ - к неколлекторам. Критическое значение проницаемости определяется величиной рентабельного (минимального) дебита нефти Q_n или газа Q_g для района работ. По величине минимального дебита находят критическое значение проницаемости, используя корреляционные связи $k_{пр} = f(Q_n)$.

Глинистость коллектора характеризуется долей твердой фазы породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен $d_3 < 0.01$ мм.

Для характеристики объемного содержания глинистых минералов в породе используют коэффициент объемной глинистости $k_{гл}$, который при равенстве минеральных плотностей $\delta_{тф} = \delta_{гл}$ породообразующих и глинистых минералов будет

$$k_{гл} = C_{гл} (1 - k_s)$$

Коэффициентом пористости $k_{п}$ породы называют отношение объема пустот $V_{пор}$ в породе к общему ее объему $V_{п}$: $k_{п} = V_{пор} / V_{п}$.

Коэффициент пористости по данным нейтронного каротажа определяется по формуле, полученной аналитическим способом $\log_{k,n} = A J_n + B$,

где J_n - показания нейтронного каротажа; A и B — постоянные, значения которых зависят от длины зонда, мощности источника нейтронов и других факторов.

По данным плотностного гамма-гамма каротажа ГГКП пористость коллектора определяют по величине ее плотности.

В нефтегазонасыщенных коллекторах всегда присутствует некоторое количество пластовой воды, поэтому эти коллекторы обладают конечным электрическим сопротивлением. Определение нефтенасыщенности коллекторов основано на том, что электрическое сопротивление коллектора возрастает с увеличением количества нефти или газа в его поровом пространстве. Для оценки нефтегазонасыщенности коллектора вводят параметр насыщения, как отношение удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта $\rho_{\text{нп}}$ к сопротивлению того же пласта, поровое пространство которого полностью заполнено пластовой водой $\rho_{\text{вп}}$

$$P_n = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$$

Третий раздел посвящен результатам исследования. Бурение горизонтального участка скважины 1346Г куст 256 Тевлинско-Русскинского месторождения велось с глубины 3282.0 м. до глубины 3680.0 м с номинальным диаметром долота 155.6 мм (глубины указаны по долоту), компоновкой, включающей в себя каротажные зонды внешним диаметром 121 мм. Башмак обсадной эксплуатационной колонны диаметром 178 мм отбивается на глубине 3282.0 м. При бурении использовался БХКР буровой раствор, измеренное сопротивление бурового раствора по ГТИ равно 0.2 Омм и плотность бурового раствора составляет 1.07 г/см³.

Бурение и каротаж произведены в течении двух рейсов. Протяженность ствола, из-под башмака эксплуатационной колонны до забоя составила 398.0 м.

В показания методов были введены необходимые поправки за условия среды: в процессе бурения, поправки за влияние промывочной жидкости и диаметр скважины.

Основными признаками коллектора были выбраны значение пористости выше граничного, пониженные значения глинистости. Граничное значение пористости K_p для пласта ЮС2/1 принято в соответствии с подсчетом запасов 12.5%. Однако в сводную таблицу включены пропластки с пористостью от 9.9% до 12.5% как вероятные коллектора, поскольку в данной скважине присутствует имидж плотностного каротажа, где мы можем видеть участки скважины, где целевой горизонт вскрывается частично. А значит, в этих интервалах средняя плотность по секторам в скважине не будет отражать полной картины в тех секторах скважины, где вскрывается коллектор. В данных интервалах при низкой пористости приток может быть получен.

В работе были выбраны несколько интервалов возможных коллекторов, ниже приведем расчёт одного из них.

Интервал 3461.2-3467м.

ГК – 106.98 арг

ГГКП – 2.46 г/см³

W – 20.1 %

УЭС – 38.03 Ом*м

Определение двойного разностного параметра ГК (Агк) и Кгл

$$K_{гл} = (69.08 * 0.82 - 41.3) / 100 = 0.155 = 15.5\%$$

Определение коэффициентов пористости

$$K_{п_НК} = 20.1 - 15.5 * 0.3 = 15.40\%$$

$$K_{п_ГГК} = (2.68 - 2.46) / (2.68 - 1) = 0.132 = 13.2\%$$

Определение коэффициентов водо-нефтенасыщенности

$$K_v = ((3549.55 * 352.57 * 0.085) / (38.03 * (1.056 * 100)^{1.7522}))^{(1/1.314)} = 0.9\%$$

$$K_n = 1 - 0.9 = 99.1\%$$

Определение коэффициента проницаемости

$$K_{пр}=0.05943*\exp(0.00133*(1.056*100)^{2.877}) = 0.72\text{мД}$$

По аналогии значения коэффициентов глинистости, пористости, водо-нефтенасыщения и проницаемости для других возможных интервалов коллекторов были рассчитаны и представлены в виде таблицы в приложение №2.

Закключение. В ходе выполнения магистерской работы были проведены расчеты литолого-петрофизических свойств пласта ЮС2 в скважине 1346Г Тевлинско-Русскинского месторождения. Основной целью исследования было выявление и анализ факторов, влияющих на распределение таких ключевых петрофизических характеристик, как пористость, плотность и проницаемость, что имеет важное значение для эффективного освоения углеводородных ресурсов.

В данной работе были решены следующие задачи:

- Изучено геологическое строение Тевлинско-Русскинского месторождения;
- Выбран информационный комплекс промысловых геофизических методов;
- Проведён комплекс интерпретации данных геофизических исследований ствола скважины 1346Г Тевлинско-Русскинского месторождения;
- Выделены возможные интервалы пластов коллекторов в горизонтальном участке скважины.

Результаты расчетов представлены в сводной таблице петрофизических параметров и в интерпретационном планшете.

Вскрытый интервал пласта ЮС2/1 является нефтенасыщенным.

Пласт ЮС2/1 представлен неравномерным чередованием и переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Выделено всего 23 интервалов коллекторов и возможно коллекторов в горизонтальном участке скважины общей мощностью 76.6 м (что составляет 20.57% от всего интерпретируемого интервала).

Средневзвешенные значения ФЕС продуктивных коллекторов по пласту ЮС2/1 составляют: $K_{нг}$ 96.81 %, $K_{п}$ 13.01 %, $K_{пр}$ 2.96 мД.

Средневзвешенное значение K_n рассчитано с учетом $K_{п}$: $K_n = \frac{\sum (H_{пл} * K_{п пл} * K_{нг пл})}{\sum (H_{пл} * K_{п пл})}$

Газонасыщенных пластов в интервале исследования не выделяется.

Результаты расчетов представлены в сводной таблице петрофизических параметров и в интерпретационном планшете.

Исследования, проведенные в данной работе, позволяют выявить изменений пористости, проницаемости и других свойств, имеющих непосредственное влияние на добычу углеводородов.