

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

Кафедра геофизики

Выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения по
данным ГИС на примере месторождения Сургутского района
Ханты-Мансийского автономного округа

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 5 курса 521 группы

направления подготовки 05.03.01 «Геология»

геологического факультета

Кулаковой Дианы Аркадьевны

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2019

Введение. Целью выпускной квалификационной работы является выделение пластов-коллекторов на месторождении Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа по данным ГИС и определение характера их насыщения.

Для решения поставленной цели были решены следующие задачи: проанализировать геолого-геофизическую обстановку исследуемого месторождения, выбрать методику интерпретации по данным ГИС, проанализировать результаты определения подсчётных параметров по данным ГИС.

Геофизические методы исследования скважин предназначены для изучения геологического разреза и, в частности, выявления пластов разной литологии, определения углов и азимутов их падения, а также оценки пористости, проницаемости, коллекторских свойств окружающих пород и их возможной нефтегазоносной продуктивности. Для изучения разрезов скважин применяются электрические, ядерные, термические, сейсмоакустические, магнитные, гравиметрические методы.

Интенсивное применение ГИС объясняется тем, что эти методы позволяют более эффективно организовывать разведку и эксплуатацию месторождений. Они обеспечивают резкое сокращение отбора образцов при бурении (керн), сокращая при этом стоимость и время бурения. Эффективность скважиной геофизики очень велика, особенно в нефтяной и структурной геологии, где бурение всех скважин сопровождается проведением геофизических исследований.

Основное содержание работы. **В первом разделе работы дана геолого-геофизическая характеристика района работ.** Учебное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Орографически это плоская, местами пологоувалистая, в различной степени заболоченная и заозеренная поверхность. Характерны холмы и гряды различного простирания, относительная их высота до 10—20 м.

Климат области континентальный, суровый. Средняя годовая температура воздуха составляет $-5,3^{\circ}\text{C}$. Годовое количество атмосферных осадков 450-600 мм, большая их часть выпадает в безморозный период года. Район находится в зоне северной тайги.

В геологическом строении площади месторождения принимают участие образования палеозойского фундамента, породы промежуточного пермско-триасового комплекса (на отчётной площади бурением не вскрыты) и отложения мезо-кайнозойского платформенного чехла. В разрезе Западно-Сибирской плиты выделяются три структурнотектонических этажа, различающиеся по тектоническому строению и степени преобразования слагающих пород.

Нижний этаж, охватывающий палеозойский комплекс образований, соответствует геосинклинальному этапу развития и сложен дислоцированными и метаморфизованными осадочными, изверженными и эффузивными породами. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, они слабо изучены (преимущественно геофизическими методами).

Промежуточный структурный этаж представлен осадками пермтриасового возраста и характеризует парагеосинклинальный этап развития. Породы этого этажа слабо дислоцированы и не метаморфизованы.

Породы фундамента и промежуточного комплекса традиционно объединяются в доюрское основание.

На выветрелых породах доюрского основания залегает мощная толща пологозалегающих отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, составляющая верхний структурно-тектонический этаж и соответствующая этапу устойчивого прогибания фундамента.

Учебное месторождение, согласно районированию Западно-Сибирской провинции, расположено в пределах Сургутского нефтегазоносного района

Среднеобской нефтегазоносной области на землях с высокими потенциальными ресурсами углеводородов.

В разрезе исследуемого района традиционно выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: доюрский, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

Ловушки в доюрских образованиях относятся к сложному комбинированному типу, обусловленному различными процессами выветривания и трещинообразования. По доюрским образованиям часто развиты коры выветривания, которые также являются нефтеперспективными.

Нижнеюрский нефтегазовый комплекс, представленный осадками котухтинской свиты, на территории отчетной площади бурением не вскрыт. По данным бурения и сейсморазведки к сводовым частям унаследованных поднятий нижнеюрские отложения выклиниваются. В связи с этим, в пределах отчетной площади возможно развитие ловушек структурно-стратиграфического типа.

Среднеюрский нефтегазовый комплекс включает осадочные образования тюменской свиты. Большинство выявленных к настоящему времени залежей нефти в среднеюрских отложениях приурочено к верхней части комплекса,

Верхнеюрский нефтегазовый комплекс на территории месторождения включает отложения абалакской и баженовской свит.

Определенный интерес в нефтеносном отношении представляют зоны аномального строения баженовской свиты и коллекторы трещинного типа.

Второй раздел содержит описание методики исследования.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС)

Этот метод основан на изучении естественного электрического поля. Электродвижущая сила естественного поля ПС в скважинах обусловлена диффузией, которая возникает в результате разности концентраций солей в пластовой воде и промывочной жидкости. Обычно минерализация пластовой

воды значительно больше минерализации промывочной жидкости. Сущность метода заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом М, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом N на поверхности. Форма диаграммы ПС определяется изменением диффузионно-адсорбционной активности пород по стволу скважины, т. е. фактически глинистостью пород. ПС один из наиболее информативных методов для литологического расчленения терригенного разреза и часто является одним из основных для выделения коллекторов. При количественной интерпретации метода ПС определяют глинистость коллекторов, значение которой необходимо учитывать при интерпретации результатов других геофизических методов.

Боковой каротаж (БК)

Боковой каротаж (БК) является разновидностью электрического каротажа по методу сопротивления с автоматической фокусировкой тока.

При измерении эффективного сопротивления этим методом в скважину опускается зонд, состоящий из основного токового А и двух или нескольких экранных электродов Э, однополярных с основным и расположенных по обе стороны от него на равных расстояниях.

Метод БК предназначен для изучения высокого сопротивления разрезов скважин, заполненных соленой промывочной жидкостью ($\rho_c < 0,1 - 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). При проникновении в пласт жидкости высокой минерализации сопротивление прискважинной части пласта понижается, что практически не влияет на показания $\rho_{эф}$, зарегистрированные зондами БК. В случае проникновения фильтрата промывочной жидкости, повышающего сопротивление пласта, использование $\rho_{эф}$ для определения истинного удельного сопротивления пласта становится малоэффективным.

Боковое каротажное зондирование

Для определения удельного электрического сопротивления пластов применяется метод бокового каротажного зондирования (БКЗ), предусматривающий измерение кажущегося сопротивления пластов по

разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины, на каждый из которых будут по разному влиять элементы Неоднородной трехслойной среды (скважина, зона проникновения, пласт).

Индукционный каротаж (ИК)

Индукционный каротаж первоначально был предназначен для электрических исследований в сухих скважинах, бурящихся на непроводящих (нефтяных) растворах. Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами. Особенно хорошие результаты даёт при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом/м).

Гамма-каротаж (ГК)

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Основы применения ГК в скважинах пробуренных на нефть и газ связаны с четкой зависимостью величины гамма-излучения от характера горной породы. Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. В общем случае однозначное определение пород по одним лишь диаграммам ГК невозможно и решать эту задачу следует при комплексном использовании диаграмм всех видов каротажа.

При количественной интерпретации диаграмм ГК получают исходные данные (мощность рудных интервалов и содержание радионуклида) для подсчета запасов радиоактивных руд. При этом ГК дает более достоверные результаты, чем опробование керна за счет своей большей представительности.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые в результате

взаимодействия с породообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Третий раздел ВКР содержит описание результатов работ. В скважинах рассматриваемого участка выполнен следующий комплекс ГИС: ПС, ИК, БК, БКЗ, РК (ГК, НК-Т).

Работа выполнялась в несколько этапов. Первоначально, в районе открытой залежи выбраны скважины с испытанием и выполненным повторным РК (ГК, НК-Т), подтверждающим газонасыщенность пласта. На момент начала исследования испытаны три скважины (113Г, 12Г, 13Г) в которых получили газ, газ с водой и две водозаборные (14В, 15В). Кроме того было отобрано 8 скважин, по данным ГИС перспективных на газонасыщение (16П, 17П, 18П, 19П, 20П, 21П, 22П, 23П).

Для выявления коллекторов и анализа коллекторских качеств пласта были рассмотрены такие параметры, как удельное электрическое сопротивление, определенное по палеткам БКЗ ($\rho_{\text{п БКЗ}}$); Альфа ПС ($\Delta U_{\text{ПС}}$); двойной разностный параметр ГК ($\Delta J_{\text{ГК}}$).

По критерию критического значения $\Delta U_{\text{ПС}}=0.25$, которое было определено лабораторным путем, определили, что во всех скважинах изучаемую кровельную часть пласта ПК1 по значениям Альфа ПС (0.32-0.6) можно охарактеризовать как коллектор.

При определении $\rho_{\text{п}}$ по палеткам БКЗ были замечены некоторые особенности характера проникновения в скважинах с различным насыщением. В первую очередь это отсутствие проникновения в изучаемой

кровле пласта ПК1 в газонасыщенных коллекторах. Аналогичная картина наблюдается на других скважинах. В водонасыщенных коллекторах и в пластах с газо-водяным насыщением наблюдается отсутствие или низкая степень проникновения.

Также, при сравнении с нижележащими, слабопроницаемыми сильноглинистыми породами, было замечено, что в газонасыщенном интервале кажущееся сопротивление по всем зондам выше. Аналогичная картина наблюдается на скважинах 12Г, 16П, 23П, 19П. В водонасыщенных (14В и 15В) кажущееся сопротивление по всем зондам ниже.

Кроме того, в процессе изучения пласта ПК1 было выявлено расхождение в поведении кривых ПС и ГК в газонасыщенных интервалах, по сравнению с нижележащими водонасыщенными коллекторами, в которых ПС и ГК хорошо коррелируются друг с другом.

Для оценки газонасыщенности пластов и уточнения ρ_n были исследованы скважины, в которых получен приток газа. В скважине первооткрывательнице 113Г ρ_n испытанной части (абс. отм. интервала перфорации 983-988м) пласта составляет 30-7 Ом*м, в скважине 12Г - 6.9 Ом*м (абс. отм. интервала перфорации 986-990м), в скважине 13Г — 5.4 Ом*м (абс. отм. интервала перфорации 987-991м).

В скважине 13Г газоводонасыщенным интерпретирован интервал 1120.4-1126.4м; ниже до глубины 1142м залегают сильноглинистые породы и неколлектора, поэтому можно считать, что при испытании газ и газ с водой получают из изучаемого интервала. По кривым ГК, БК, ИК, ПЗ, ГЗ1, ГЗ2 можно сказать, что в интервале перфорации (1120.4-1125м) пласт однородный, как по литологии так и по насыщению. Сопротивление в интервале (1120.4-1125м) определено с достаточной точностью, по палетке мы видим отсутствие проникновения. Однако, в интервале 1125-1126.4м (абс. отм. 991- 992.5м) наблюдается падение кривой ИК до 4.3 Ом*м и увеличение Альфа ПС с 0.4 до 0.54, что говорит об уменьшении содержания углеводородов.

Аналогичная картина наблюдается и в скв. 12Г в интервале 1187.8-1192.4м (абс. отм. 986.4-991.2м) насыщение однородно, а в интервале 1192.4-1194м (абс. отм. 991.2-992.6м) наблюдается падение кривой ИК и увеличение Альфа ПС, при этом абсолютные отметки перехода в скв. 13Г и 12Г совпадают. Подобные явления наблюдаются в скважинах 23П, 19П и 22П.

На основании всего вышеизложенного следует, что критическое сопротивление для газа по скважине 13Г составляет 5.4 Ом*м, а насыщение пласта до отметки -991м — можно характеризовать как чистый газ.

По всем кривым удельного электрического сопротивления скважин 22П и 16П, а также по ПС, можно наглядно наблюдать смену насыщения пласта с газа на воду в общем коллекторе. Сопротивление водонасыщенного коллектора в этих двух скважинах, а также скважинах 14В и 15В изменяется в пределах 2.1-3 Ом*м.

Заключение. В результате написания ВКР применены принципы интерпретации геофизических данных при определении пластов-коллекторов на примере скважин учебного месторождения.

По результатам проведенных ГИС (КС, ПЗ, БКЗ (6 зондов), БК, ИК, МПЗ, МГЗ, МБК, РК) были выявлены пласты-коллекторы, определен характер их насыщения. Анализ проводился по скважинам 113Г, 12Г, 13Г, 14В, 15В, 16П, 17П, 18П, 19П, 20П, 21П, 22П, 23П площади изучаемого месторождения.

На основании полученных данных сделан вывод, что критическое сопротивление для газа по скважине 13Г составляет 5.4 Ом*м, а насыщение пласта до отметки -991м — можно характеризовать как чистый газ.

По всем кривым удельного электрического сопротивления скважин 22П и 16П, а также по ПС, можно наглядно наблюдать смену насыщения пласта с газа на воду в общем коллекторе. Сопротивление водонасыщенного

коллектора в этих двух скважинах, а также скважинах 14В и 15В изменяется в пределах 2.1-3 Ом*м.