

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

Кафедра геофизики

АВТОРЕФЕРАТ

«Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных
коллекторов S2gr1 месторождения им Р. Требса.»

5 курса 531 группы
направление 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
геологического ф-та
Чесноковой Екатерины Владимировны

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 геофизические исследования скважин (ГИС) или каротажные исследования нашли широкое применение в практике геологических работ. Они используются не только для поисков и разведки, но и разработки месторождений полезных ископаемых. Важнейшими задачами при использовании ГИС являются изучение геологических разрезов нефтяных и газовых скважин, контроль их состояния и режима разработки месторождений.

Актуальность темы данной бакалаврской работы определяется тем, что в настоящее время методы ГИС и ГИРС нашли широкое применение в практике геологических работ.

По данным методов в составе ГИС, предназначенного для решения важных геологических задач, можно условно разделить на следующие группы по характеру решаемых геологических задач:

- выделение коллекторов;
- определение пористости;
- определение глинистости;
- оценка продуктивности (нефтегазонасыщенности)

Целью данной работы литолого-петрофизическая характеристика продуктивных терригенных коллекторов S_{2gr_1} по данным ГИС.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить методы ГИРС, используемые в представленной скважине;
- изучить методику интерпретации ГИС;
- определить литолого-петрофизическую характеристику S_{2gr_1}

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первом разделе, краткое описание района работ приводятся сведения геолого-геофизической характеристике района работ, краткой изученности района, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазонасыщенности. Месторождение

им Р. Требса (Варкнавтское месторождение) - крупнейшее материковое нефтяное месторождения России, расположены на северо-востоке Ненецкого автономного округа

Месторождение находится в Садаягинской ступени Хорейверской впадины.

Расстояние от г. Нарьян-Мар: 220 км

Извлекаемые запасы: $C_1 + C_2 = 82\,469$ тыс. тонн

Фонд для бурения: 88 скважин

Максимальная добыча нефти: 2280 тыс. т/год в 2021 году

Учтенные Государственным балансом запасы нефти и газа по состоянию на 1 января 2005 года: геологические запасы нефти по C_1 и C_2 составляют более 355 млн тн, извлекаемые - более 140 млн тн; геологические запасы газа по C_1 и C_2 составляют более 32 млрд м³, извлекаемые - более 14 млрд м³.

В августе 2013 г состоялся ввод месторождения в пробную эксплуатацию, а октябре 2013 г состоялась торжественная церемония ввода в промышленную эксплуатацию. Ввод в промышленную эксплуатацию состоялся в 2016 г.

В разрезах верхнего силура-нижнего девона юго-западной части месторождения им. Р. Требса (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) установлена конодонтовая последовательность от пржидольского яруса верхнего силура и почти всего лохковского яруса нижнего девона. Нижнедевонские отложения перекрываются терригенными пачками тиманского горизонта франского яруса. Проанализирована закономерность размещения пород-коллекторов в разрезе скважин и отмечена их связь с цикличностью осадконакопления.

Месторождение им. Р. Требса находится в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в тектоническом отношении приурочено к северо-восточному склону Большеземельского свода. Геологические исследования нижнего палеозоя в северной части Тимано-

Печорской провинции проводились с прошлого века многими исследователями. В результате этих исследований было выполнено стратиграфическое расчленение палеозойских отложений, сделаны палеогеографические реконструкции, созданы геологические и фациальные карты, построены седиментационные модели, позволившие воссоздать этапы эволюции палеобассейна и реконструировать обстановки осадконакопления для отдельных периодов времени.

Нижнедевонские отложения клиноформно залегают на восточном склоне Большеземельского свода, мощность отложений уменьшается с востока на запад и юго-запад до полного выклинивания.

В соответствии с разработанными моделями седиментогенеза для позднесилурийского раннедевонского времени граница силура – нижнего девона в пределах

Нефтяное месторождение им. Р. Требса, открытое в 1987 г., введено в промышленную разработку в 2013 г. Месторождение расположено в пределах северо-восточной части Хорвейской впадины, ограниченной с запада Колвинским мегавалом и с востока валом Сорокина. Геологический разрез участка недр, включающего нефтяное месторождение им. Р. Требса, подразделяется на два резко различающихся по своему строению структурных этажа: нижний (фундамент), представленный интенсивно дислоцированными разновозрастными толщами, и верхний, сложенный платформенными осадочными образованиями палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Промышленно нефтеносными в разрезе месторождения им. Р. Требса являются: в карбонатах верхнего девона – пачки D_{3src2} , D_{3src3} сирачойского горизонта и пачка D_{3dm} доманикового горизонта, по нижнему девону – пачки D_{1sk} сотчемкыртинского, D_{1op1} , D_{1op2} и D_{1op3} овинпармского горизонтов и по верхнему силуру – пачка S_{2gr1} гребенского горизонта. Всего восемь продуктивных пачек. На месторождении им. Р. Требса выявлено 26 залежей нефти, из них 5 залежей – в карбонатах верхнего

девона, 16 – в отложениях нижнего девона, 5 – в отложениях верхнего силура. В целом продуктивные пачки овинпармского горизонта – основные по запасам на месторождении.

Породы-коллекторы пачки S_2gr_1 гребенского горизонта представлены доломитами глинистыми, прослоями известковистыми. Структура пород неоднородная, возможно, в связи с замещением различных по строению участков первичной породы. Литогенетические трещины через каждые 0,5–10,0 см, между ними затухающие наклонные (140 град) и субвертикальные трещины. Отдельные субвертикальные трещины пиритизированы, длина от 0,5 до 3,5 см, раскрытость достигает 0,5–1,0 мм. В доломитах присутствует глинистая примесь, не всегда равномерно распределенная, терригенная примесь в виде зерен кварца алевритовой размерности (0,04–0,09 мм), содержание которой достигает 2–5 %. Иногда глинистые участки формируют слойки, линзы. Покрышкой пачки S_2gr_1 являются доломиты. В изученных образцах керна пористость изменяется от 4,1 % до 8,9 %, проницаемость в пределах 0,002–0,083 мкм². Средняя пористость составляет 7,2 %, проницаемость изменяется в пределах 0,058 мкм². Гидродинамические исследования по пачке S_2gr_1 проводились в девяти скважинах. Проницаемость по 10 определениям в среднем составила 0,170 мкм². Пористость по ГИС пачки S_2gr_1 по определениям в 15 скважинах изменяется в интервале 4,0–13,6 % и в среднем составляет 8,2 %. Нефтенасыщенность по определениям в 14 скважинах изменяется в интервале 63,5–92,2 %, в среднем составляет 83,4 %. Принятые значения пористости и нефтенасыщенности по пачке S_2gr_1 (Центральная структура), равные 9 % и 86 %, по пачке S_2gr_1 (Обсединская структура), равные 9 % и 87 %, по пачке S_2gr_1 (Садаггинская структура), равные 6 % и 77 %, получены по сетке пористости и нефтенасыщенности ГМ.

Раздел 2, геофизические исследования скважин (ГИС)

Для детальных геологических исследований, решения вопроса о наличии полезных ископаемых, а также для подсчетов их запасов бурят скважины, которые изучают с помощью геофизических методов исследования скважин (ГИС). ГИС необходимы также для надежной интерпретации результатов исследований полевыми геофизическими методами.

В связи с этим существует большое число методов ГИС, которые объединяют в несколько групп. Основные из них:

- электрические,
- электромагнитные,
- ядерно-физические
- акустические.
- кавернометрии.[2]

Рассмотрим планшет, предоставленный ОАО Башнефтьгеофизика, отделом оперативной обработки ГИРС. Месторождение им. Р. Требса. Скважина 1 куст 1. Категория скважны- эксплуатационная, диаметр скважины 0,220 м, забой 4279,9 м., от 04.02.2016.

Для его составления использовались методы ГИС.

Метод кажущегося сопротивления (КС). ПЗ -Потенциал-зонд Ом*м.

Метод кавернометрии. ДС-Диаметр скважины м.

Метод акустического каротажа (АК), Интервальное время прихода продольной волны ДТПР мкс/м

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации. ПС

Метод нейтрон-нейтронный каротаж. ННКт (МЗ) и ННКт (БЗ) (Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам - малый зонд и большой зонд)

Метод гамма-каротажа. ГК

Метод плотностной гамма-гамма каротаж ПЛГГ

Метод бокового каротажа. БКЛ-3, БКЛ-5

Метод индукционного каротажа. ИКП

Удельное электрическое сопротивление УЭС_{пл}

Коэффициент пористости горных

Определение Кп по ГК. ГК

Коэффициент глинистости. Кгл

Коэффициент проницаемости горных пород Кпр

Раздел 3, результат работы. На основании вышеописанных методов проанализируем предоставленный планшет «приложение А»

В исследуемом разрезе выделение продуктивных пластов по геофизическим данным проводится довольно уверенно методами сопротивлений и потенциалов собственной поляризации с привлечением данных радиоактивного каротажа, кавернометрии, микрокаротажа.

Суммарная толщина пласта изменяется от 0,7 м до 1,5 м. Удельное электрическое сопротивление пласта изменяется от 12 Ом*м до 158,5 Ом*м.

Коллектор представлен пропластками в количестве 8 штук под номерами с 101 по 108.

Пропластки: 101,102, 104, 107, 108- являются коллекторами. Я их объединила по общему геологическому признаку. Тип коллектора порово-кавернозный. толщина от 0,9 до 1,4м. Литология представлена доломитами. УЭС по 2БК от 28,3 до 100 Ом*м, по 5ИК от 12,0 до 23,6 Ом*м. Rp принятая от 28,3 до 100 Ом*м. Пористость по АК от 3,3 до 6,5%, по НГК от 7,2 до 15,3%, по ГГК от 7,0 до 11,7%. Кп принятая от 7,2 до 15,3%. Объемная плотность от 2,61 до 2,71 г/см³. Кгл от 1,3 до 1,8 %. Кпр от 2,93 до 116,59 мД. Кн от 72 до 90%. Характер насыщения нефть и ожидаемый характер также нефть.

Пропластки: 103, 105, 106, являются возможными коллекторами толщина от 0,7 до 1,5 м. Литология представлена доломитами. Тип коллектора не определен. УЭС по 2БК от 50,1 до 158,5 Ом*м, по 5ИК от 18,5 до 24,9 Ом*м. Rp принятая от 50,1 до 1158,5. Пористость по АК от 1,0 до 2,8 %, по НГК от 5,7 до 6,5 %, по ГГК от 5,5 до 5,9 %. Кп принятая

от 5,7 до 6,5 %. Объемная плотность от 2,70 до 2,73 г/см³. Кгл от 1,4 до 1,8 %. Кпр от 2,51 до 6,98 мД. Кн не оценено. Характер насыщения не оценено и ожидаемый характер также не оценено.

Средние параметры для S2gr1:

-по неоцененным толщина пласта 3,6 м. Литология представлена доломитами. Тип коллектора не определен. Кп принятая 5,9 %. Объемная плотность 2,72 г/см³. Кгл 1,6 %. Кпр 3,54 мД. Кн не оценено

-по нефтяным толщина пласта 5,2 м. Литология представлена доломитами. Тип коллектора порово-ковернозный. Кп принятая 10,2 %. Объемная плотность 2,67 г/см³. Кгл 1,5 %. Кпр 37,36 мД. Кн 80 %.

Все эти данные отражены в диаграмме методами ГИС «приложение А»

Рассмотрим метод ПЗ. На диаграмме видно, что кривая ПС в промежутках 1)4203,5-4213,5 и 2)4220-4226 отличается от промежутка 3)4213,5-4220 имеют кардинально разные значения, значит это разные породы. Следовательно пласт 1 и2 предположительно являются кровлей и подошвой. А пласт 3 предположительно может являться коллектором.

-Метод ДС. На диаграмме видно, что диаметр скважины существенно не меняется. Есть небольшой скачек в промежутке с 4213 по 4215,5. Это говорит о том, что изменилась плотность породы и произошло разрушение породы. Значит ниже идут более мягкие породы.

-Рассмотрим метод ДТПР. Акустический каротаж. На кривой видно, что с 4212 идет понижение данных кривой и длится до 4224. Это свидетельствует о том, что в этом промежутке находятся более мягкие породы, с большей пористостью чем те, которые находятся выше и ниже данного отрезка.

-Рассмотрим метод ПС: С помощью данного вида электрического каротажа можно определить пласты мощностью порядка 1 – 1.5 м. Разрешение хорошее в пластах с высокой пористостью и плохое в пластах с низкой пористостью. На кривой ПС видно волнообразное изменение

значений, что свидетельствует о разной пористости пород. Она схожа с кривой УЭС_{пл}.

-Рассмотрим метод ННКт (МЗ) и ННКт (БЗ). На диаграмме видно, что кривая ННКт зеркальна кривой ГК.

На диаграммах ННК-Т водородосодержащие пласты выделяются, так же, как и на диаграммах НГК, низкими значениями радиоактивности, малопористые пласты – более высокими значениями. Можно сделать вывод, что в отрезке повышения находится пласт с малыми порами или насыщен нефтью или газом.

-Рассмотрим метод ГК: Кривая ГК показывает минимальные значения. Коллекторы выделяются по наименьшим показаниям гамма-каротажа (отклонение кривой влево), соответствующим чистым неглинистым разностям, пород известняки, доломиты [9] Кривая схожа с кривой ДТПР (акустический каротаж).

-Рассмотрим метод ПЛЛГ. На диаграмме мы видим, что происходит падение значений кривой ПЛЛГ в промежутке 4209-4212 м, а в промежутке 4212-4224 м возрастает, это свидетельствует о том, что в этом промежутке находятся менее плотные породы, которые имеют большую пористость по сравнению с предыдущей породой.

-Рассмотрим метод БКЛ-3 и БКЛ-5. Как видно, кривые сопротивления БКЛ-3 и БКЛ-5 в целом аналогичны кривым стандартного каротажа сопротивлений, полученным с помощью потенциал-зондов. Данный метод используется для изучения высокоомных пластов в условиях проводящего бурового

На диаграмме видно, что кривая возрастает, что свидетельствует о наличии в скелете породы диэлектриков, например доломит

-Рассмотрим метод ИКП. На диаграмме идет плавное повышение, это говорит о том, что поры заполнены флюидом, который является диэлектриком

-Рассмотрим метод УЭС_пл. Кривая УЭС_пл ведет себя так же, как кривая ИКП, только более выражено. Подтверждает данные кривой ИКП, значит в этом промежутке находятся породы и флюид с высоким удельным электрическим сопротивлением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объектом исследования стала скважина 1 куст 1. Категория скважны эксплуатационная, диаметр скважины 0,220 м, забой 4279,9 м., от 04.02.2016, расположенная на месторождение им. Р. Тебса, расположенного на северо-востоке Ненецкого автономного округа.

В разрезе скважины №1 месторождения им. Р. Тебса отложения верхнего силура отложения вскрыты в интервале 4212-4224м (глубина по стволу) и представлены аргелитом и доломитом. В центральной части интервал является коллектором.

Анализируя результаты, представленные в приложении А, практически все применяемые в данной работе методики, показали схожий характер. Можно отметить, что данный отрезок, является коллектором. Его насыщение нефть

Изучен комплекс методов каротажа, применяемый на месторождении. Данный комплекс обеспечивает изучение разреза, выделение коллектора, оценку их параметров (пористость, насыщение, глинистость, проницаемость). Использование данного комплекса при исследовании в схожих геологических условиях будет надежным.

Рассмотренные методики изучения разрезов скважин, выделения и оценка параметров коллекторов позволяют выполнить интерпретацию данных каротажа.

На практических материалах показана возможность расчленения разрезов скважин.