

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

Кафедра геофизики

**«Определение характера насыщения пластов и их коллекторских свойств
по данным ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического факультета
Назинцева Александра Николаевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К. Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Целью работы является изучение основных петрофизических свойств продуктивных пластов АС9-АС12 в скважине 3332 (куст 413), определение их характера насыщения, закрепление ранее полученных знаний из курса ГИС и ГТИ, а также улучшение навыков в работе с геофизическим материалом.

Для достижения поставленной цели планируется решение следующих задач: изучение геологического строения пласта в пределах исследуемой скважины, анализ методов ГК, НГК для расчёта глинистости и пористости, метод ИК для расчёта электрических свойств пластов и других параметров, необходимых для более детального изучения пластов-коллекторов.

Актуальность данной темы обоснована необходимостью знания свойств пластов-коллекторов и изучаемых методов геофизического исследования скважин.

Данная работа составлена с использованием результатов промыслово-геофизических исследований скважин Лянторского газонефтяного месторождения, опубликованных структурных и тектонических карт данного района и предоставленной учебной литературой.

Данная работа состоит из 5 разделов: литолого-стратиграфический очерк, тектоника, нефтегазоносность, методика выполнения работ и результаты.

Основное содержание работы. В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистые терригенные отложения мезокайнозойского осадочного чехла (в соответствии с рисунком 2). Разрез довольно однороден в пределах всей изученной части Сургутского нефтегазоносного района.

Палеозойский фундамент и полный разрез платформенных образований, включающий в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем, вскрыт на Лянторском месторождении.

Не все участки изучаемого месторождения детально изучены керном. Наиболее хорошо изучены в этом отношении отложения промышленно нефтеносных горизонтов – АС9, АС10, АС11 (готеривский-барремский ярус).

Породы верхнего мела, палеогеновые и четвертичные образования керном не охарактеризованы, поэтому для их литолого-стратиграфической характеристики использовались дополнительные материалы по Сургутскому району с учетом данных каротажа непосредственно на рассматриваемой площади.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты и представлен он изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, поскольку изучение его возможно, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермско-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Именно эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона. Согласно последней технологической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода. В тектоническом плане локальные поднятия, контролируемые Лянторское месторождение, приурочены к Пимскому и Востокинскому валам.

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40

месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская и васюганские свиты), пласты БС1-11 и АС4-12.

На Лянторском месторождении была проведена детальная оценка нефтегазоносности с использованием данных бурения 80 разведочных скважин. Одна из этих скважин (№17) полностью вскрыла осадочный чехол, в то время как другие скважины (№16, 23, 107, 191, 194) вскрыли тюменскую свиту. Семнадцать скважин достигли валанжинских отложений. Остальные разведочные скважины были остановлены в верхней части готерив-барремских отложений после обнаружения основных продуктивных пластов АС9-11.

В отличие от большинства месторождений Сургутского свода, подавляющее большинство запасов нефти и газа на Лянторском месторождении сконцентрировано в узком возрастном и глубинном диапазоне – в пластах АС9-11 верхней части вартовской свиты. В этих гидродинамически связанных между собой песчаных пластах выявлена и разведана единая, колоссальная по размерам (площадь около 1200 км²) газонефтяная залежь, протягивающаяся с севера на юг на 60,5 км и с запада на восток на 27 км.

Наиболее широкий контур отмечается по пласту АС9, по нижележащим пластам АС10 и АС11 площадь залежи заметно сокращается и по последнему из них продуктивны лишь наиболее приподнятые участки структуры.

Основная залежь Лянторского месторождения, объединяющая в едином контуре, собственно, Лянторскую, Январскую, Востокинскую, Таняунскую и Тайбинскую структуры, приурочена к гидродинамически связанным между собой песчаным пластам АС9-11 и относится к пластово-массивному типу. Залежь содержит газовую шапку значительных размеров, подстилаемую огромной по площади нефтяной "подушкой". О гидродинамической связи пластов, составляющих единый резервуар, свидетельствуют многочисленные литологические "окна", выявленные разведочными и эксплуатационными скважинами, идентичность состава и свойств нефти, единство уровней ВНК и ГНК по всем трем пластам. Залежь пластов АС9-11 является единым объектом

разработки.

Задачи, решаемые в нефтяных и газовых скважинах средствами ГИС, можно разделить на геологические, технические и технологические. Технические и технологические задачи изучает техническое состояние необсаженных и обсаженных скважин, определение местоположения промыслового оборудования, необходимого для добычи углеводородов, определение состава флюидов, которые поступают в скважину. Состав задач этих групп существенно перекрывается. Одни и те же данные (например, сведения о пространственном положении и профиле ствола необсаженной скважины или о составе флюидов, поступающих из интервала перфорации) применяют для немедленной корректировки технологий бурения и добычи либо фиксируют их для использования в дальнейшем (при геологических построениях, анализе разработки залежи и др.).

В скважинах, находящихся в эксплуатации, основными задачами ГИС являются: определение текущей насыщенности пород углеводородами в добывающих, наблюдательных и контрольных скважинах, контроль целостности обсадной колонны и цементного кольца и обнаружение источников обводнения продукции, проведение работ по очистке колонны и насосно-компрессорных труб от парафиновых и гидратных отложений, интенсификация притоков приборами на кабеле. С учётом расположения скважин на площади месторождения полученные данные используют для определения эксплуатационных характеристик пласта, выбора оптимального режима работы технологического оборудования, исследований процессов вытеснения нефти и газа в пласте с целью оценки невыработанных запасов и выбора методов повышения нефтеотдачи пластов.

Для проведения исследований на Лянторском месторождении геофизическими методами были использованы: ИК (индукционный каротаж), ГК (гамма-каротаж), НКТ (нейтронный гамма-каротаж) и ПС (метод собственной поляризации) виды каротажей.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют с

помощью индикатора гамма-излучения, расположенного в глубинном приборе. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера— Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики. Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность гамма-излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой. Интенсивность радиоактивного излучения определяется как систематическая закономерность, обусловленная наличием многочисленных однородных явлений, претерпевающих непрерывное изменение при неизменных условиях, колеблясь около некоторой средней величины.

Индукционными зондами изучают кажущуюся электропроводность окружающего пространства, которая измеряется в сименс на метр (См/м) или миллисименс на метр (мСм/м) (в соответствии с рисунком 5). Для регистрации данных ИК в скважину опускается глубинный прибор. Наиболее простой зонд ИК состоит из 2-х катушек индикаторной и измерительной, укрепленных на немагнитном стержне, на расстоянии равном длине зонда. Индукционные зонды, используемые в настоящее время в практике, являются многокатушечными. В зонд, кроме генераторной и приемной катушек, введены также дополнительные катушки, служащие для компенсации первичного поля или фокусировки измеряемого сигнала. Они могут быть как приемными, так и измерительными. Индукционный зонд обозначается шифром, к примеру: 6Ф1 или 4Ф0.75, здесь первая цифра соответствует числу катушек, буква означает, что зонд с фокусировкой тока, третья цифра обозначает длину зонда в метрах. Через генераторную катушку пропускают переменный ток высокой частоты (20-60 кГц). Этим током создается первичное переменное магнитное поле, которое возбуждает в окружающей среде вихревые токи. Токовые линии вихревых токов в однородной среде представляют собой окружности с центром по оси скважины. Вихревые токи создают, в свою очередь, вторичное переменное магнитное поле той же частоты. Первичное и вторичное магнитные поля индуцируют в измерительной катушке э.д.с. (E_p). В E_p входит как

составляющая э.д.с. E_1 , связанная с прямым (первичным) полем генераторной катушки, но не связанная с электрическими свойствами горных пород. Поскольку амплитуда тока в генераторной катушке поддерживается неизменной, сила вихревых токов, возникающих в горной породе, будет определяться удельной проводимостью породы. Поэтому, активная компонента э.д.с. E_2 , наведенная вторичным полем в приемной катушке будет в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород и обратно пропорциональна их удельному сопротивлению ($E_2 = k = 1/\kappa$).

Методы потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород основаны на изучении естественных электрических полей в скважинах. Естественные поля возникают в результате электрической активности диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного, фильтрационного и электродного характера. Прибор обеспечивает измерение ПС (собственной поляризуемости), КС (кажущегося сопротивления) и 4-х нормальных значений УЭС. Для измерения электрических свойств горных пород прибор использует электроды как в качестве приемников, так и в качестве источника. Возможность определения коэффициентов пористости коллекторов по данным естественной электрохимической активности основана на близкой к прямолинейной связи между диффузионно-адсорбционной активностью пород и их относительной глинистостью.

Нейтронное излучение обладает наибольшей проникающей способностью. Это обусловлено тем, что нейтроны – незаряженные частицы. Они не имеют контакта с электронными оболочками атомов и не отталкиваются кулоновским полем ядра. Так же, как и гамма-кванты, нейтроны характеризуются энергией E , но в данном случае она связана с их скоростью. Различают быстрые нейтроны с энергией 1-15 МэВ, промежуточные 1 МэВ – 10 эВ, медленные или надтепловые 0,1-10 эВ и тепловые нейтроны со средней энергией 0,025 эВ. Контакт нейтронов с веществом заключается в упругом столкновении с ядром с потерей энергии, т.е. в замедлении нейтрона, и захвате нейтрона ядром. Для нейтронов с энергией от нескольких МэВ до 0,1 эВ

основным видом взаимодействия является упругое рассеяние. При упругом рассеянии нейтронов величина потерь энергии на соударение имеет обратную зависимость с массой ядра: чем она меньше, тем больше затрат энергии. Наибольшие значения потерь энергии происходит при столкновении нейтрона с ядром атома водорода. Одним из основных нейтронных свойств является длина замедления L_3 . Это среднее расстояние от места вылета нейтрона до места, где он замедлится до тепловой энергии. Замедлившиеся нейтроны продолжают двигаться и сталкиваться с ядрами элементов, но без изменения средней энергии. Этот процесс называется диффузией. Среднее расстояние, которое проходит нейтрон от точки замедления до точки захвата, называется диффузионной длиной. Диффузионная длина обычно значительно меньше длины замедления. Конечным результатом движения теплового нейтрона является поглощение его каким-либо ядром атома.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 3332 (куст 413) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 11,9 м, с границами пласта 2022,3-2034,2 м.

Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, согласно которому $IMAX = 6,25$; $IMIN = 3,3$; $ППЛ = 3,5$. В результате расчётов был вычислен коэффициент глинистости, равный 17%

Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором $INY_{max} = 3,9$; $INY_{min} = 1,2$; $INY_{пл} = 2,1$. В результате расчетов был получен коэффициент пористости, равный 19%.

Коэффициент проницаемости пласта АС9 был вычислен с помощью α ПС, значение которого равно 0,61. И в соответствии с рисунком 8 коэффициент проницаемости оказался равен 18 %.

Удельное сопротивление пласта АС9 равно 14 Ом/м, параметр пористости для данного типа горной породы составляет 20, сопротивление пластовой воды на изучаемой глубине равно 0,025. В ходе вычислений коэффициент водонасыщения составил 0,18, следовательно, коэффициент

нефтенасыщения 0,82. Таким образом пласт-коллектор АС9 нефтенасыщен.

Пласт-коллектор АС10 в скважине 3332 (куст 413) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 23,4 м, с границами пласта 2034,2 - 2057,6 м.

Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором $IMAX = 6,25$; $IMIN = 3,3$; $ППЛ = 3,5$. В результате расчетов коэффициент глинистости оказался равен 16%.

Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором $INY_{max} = 3,9$; $INY_{min} = 1,2$; $INY_{пл} = 2,2$. В результате расчетов коэффициент пористости равен 18%.

Коэффициент проницаемости пласта АС10 также был вычислен в соответствии с рисунком 8. $\alpha_{ПС}$ равно 0,63, следовательно, коэффициент проницаемости составляет 20%.

Удельное электрическое сопротивление пласта АС10 равно 30 Ом/м, параметр пористости – 25, а удельное сопротивление пластовой воды на изучаемой глубине 0,022. Отсюда коэффициент водонасыщения составил 0,15, а коэффициент нефтенасыщения 0,85. Таким образом пласт АС10 оказался нефтенасыщенным.

Пласт-коллектор АС11-12 также представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 35 метров, отметка его кровли фиксируется на глубине 2057,6 метров, а подошвы на глубине 2092 метра, однако наиболее продуктивный интервал этого пласта фиксируется методами ГИС (самые низкие значения ГК, ИК) на глубине с 2070 до 2084 метров.

Коэффициент глинистости этого пласта был рассчитан по данным метода гамма-каротажа, согласно которому $ППЛ = 4,75$. Исходя из проведенных вычислений, коэффициент глинистости оказался равен 21%.

Коэффициент пористости был вычислен по данным метода НГК $INY = 1,8$. Таким образом, коэффициент пористости пласта АС11-12 оказался равен 16%.

Коэффициент проницаемости пласта АС11-12 в ходе проведенных

вычислений оказался равен 14%.

Удельное сопротивление пласта АС11-12 равно 10 Ом/м, параметр пористости для данного типа горной породы составляет 26, сопротивление пластовой воды на изучаемой глубине равно 0,022. В ходе вычислений коэффициент водонасыщения составил 0,22, следовательно, коэффициент нефтенасыщения 0,78. Таким образом, пласт-коллектор АС11-12 нефтенасыщен.

Заключение. Таким образом, в ходе проделанной работы были выявлены основные петрофизические свойства пластов-коллекторов и изучены методы ГИС, необходимые для выполнения данной работы.