

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

Кафедра геофизики

**Закономерности распределения петрофизических свойств пласта АС9 в
пределах Лянторского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направления (специальности) 05.03.01 Геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Ласалкина Даниила Сергеевича

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 2024 год

Введение. Месторождение является крупнейшим нефтегазоконденсатным хранилищем и к настоящему времени оно вошло в позднюю стадию разработки и характеризуется прогрессирующим ухудшением структур запасов и техникоэкономических показателей добычи.

Целью работы является изучение закономерности распределения петрофизических свойств пласта АС9 в пределах Лянторского месторождения.

При выполнении работы были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическое строение Лянторского месторождения;
- охарактеризовать комплекс ГИС, применяемых на исследуемом месторождении;
- провести анализ особенностей строения месторождения по нескольким скважинам, таким как 3456, 3462, 4058, 3434, 3318, 5737, 2279 и 3818;
- провести расчленение горных пород, слагающих разрезы исследуемых скважин;
- выделить коллекторы и определить глубины их залегания и мощности;
- изучить петрофизические свойства пласта АС-9, к которым относятся количественные определения: коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости, коэффициентов нефтенасыщения и газонасыщения продуктивных объектов.
- изучить структуру геологических объектов и проследить характер их фациальной изменчивости.

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 3 разделов: литолого-стратиграфический очерк, методика выполнения работ и результаты.

Основное содержание работы. В первом разделе работы описывается литолого-стратиграфический очерк.

Административно Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В орографическом отношении район представляет собой слабо пересеченную, значительно заболоченную аккумулятивную равнину.

В непосредственной близости от площади работ находится город Лянтор, расположенный на левом берегу реки Пим. Наиболее крупный населенный пункт г.Сургут – центр нефтедобычи Среднего Приобья, расположен в 80км по прямой к юго-востоку от Лянторского месторождения.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистые терригенные отложения платформенного мезокайнозойского осадочного чехла. Разрез этот однотипен 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.

Охарактеризованность различных участков разреза керновым материалом неравномерна.

Наиболее хорошо изучены керном отложения промышленно нефтеносных горизонтов – АС9, АС10, АС11 (готеривский-барремский яруса). 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.

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 БС 1-11 и АС 4-12.

На Лянторском месторождении нефтегазоносность изучена по данным бурения 80 разведочных скважин. Разведочные скважины остановлены в верхней части готерив-барремских отложений после вскрытия основных продуктивных пластов АС9-11.

При анализе керна, проведения каротажа и после испытаний скважин, доказана также нефтеносность валанжинских пластов БС8, пород ачимовской пачки и юрских отложений.

Основная залежь Лянторского месторождения, объединяющая в единый контур 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 идентичность состава и свойств нефти, единство уровней ВНК и ГНК по всем трем пластам. Залежь пластов АС9-11 является единым объектом разработки.

Второй раздел работы содержит описание методики выполнения работы.

Основным инструментом для решения дальнейших задач являются геофизические исследования скважин (ГИС), которые представляют собой совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов – методы каротажа и методы скважинной геофизики. Методы ГИС, служащие для изучения межскважинного пространства, называют скважинной геофизикой.

Изучаемые в работе параметры искусственных и естественных физических полей в скважине связаны с физическими свойствами горных пород, находящихся в околоскважинном и межскважинном пространствах. В свою очередь физические свойства пород отражают литологические, фациальные, коллекторские, структурно-текстурные и другие характеристики.

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.

Эффективное решение геологических и технологических задач возможно только на основе комплексного применения геофизических методов, имеющих различную петрофизическую основу (электрических, радиоактивных, акустических и т. д.). Сходство задач и способов их решения для различных районов позволяет устанавливать типовые комплексы геофизических исследований скважин, пробуренных с целью поисков и разведки однотипных полезных ископаемых.

Метод ИК не был нами использован для подсчета параметров, но входил в группу методов, использованных при работах на скважине. Он основан на возбуждении тока в горных породах при помощи индукционной катушки с последующим измерением вторичного сигнала приёмной катушкой.

Физической основой метода ГК является наличие радиоактивных элементов, таких как уран, торий и калий, в осадочных породах. Гамма-каротаж основан на измерении естественной гамма-активности горных пород. Самопроизвольный распад атомных ядер в естественных условиях (проявление радиоактивности) сопровождается альфа-, бета- и гамма-излучением. Важно отметить, что в работе нет интерпретации спектрального гамма-каротажа, а есть интегральный эффект от всех радиоактивных элементов.

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.

Метод ННКт заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника. При эксплуатации модуля используется стандартный источник быстрых нейтронов (закрытый плутоний-бериллиевый с радионуклидом плутоний-238). Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа $K_{\text{пнгк}}$ основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода $I_{\text{пу}}$ от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефти, газе, воде), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, то есть с пористостью. На каротажной кривой наблюдается min интенсивности

нейтронного гамма-излучения (I_{ny}) - против пористых пластов (например глины) и $\mu\alpha$ - против плотных.

Коллектором нефти и газа обычно называют породу содержащую, в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду) и отдающие их при разработке.

Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.

2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Используя вышеприведенные методики, представилась возможность провести интерпретацию пласта АС9 с целью изучения литологического строения и нефтегазоносности.

После выделения коллекторов, а также определения их петрофизических свойств и коллекторских характеристик, благодаря исследованиям, проведенным Ханиным А.А., используя литологию, гранулометрический состав и пористость пород, слагающих коллектор, становится возможно определить проницаемость исследуемого пласта.

В третьем разделе описываются результаты, полученные в ходе исследований.

В ходе работы была проведена корреляция мощностей глинистых пропластков в исследуемых скважинах 3462 и 3456, куст 450, и в соседних, таких как 2279, куст 369, 3818, куст 572, и 4058, куст 437, которые образуют линию северного простирания, а также скважинах 5737, куст 550, 3318, куст 554, и 3434, куст 417, которые образуют линию южного простирания.

В ходе корреляции были построены два геолого-геофизических разреза для скважин 2279 и 3818, и по их образцу были выделены глинистые пропластки в скважинах 4058, 5737, 3318 и 3434.

Также были построены графики зависимости мощности пропластка от расстояния по двум направлениям простирания, с юга на север, и с запада на восток.

Из представленных данных и графиков следует (таблица 1), что мощность глинистых пропластков увеличивается с направления с юга на север, и с запада на восток.

Таблица 1 – Параметры глинистого пропластка в пласте АС9

| № | Мощность глинистого пропластка, м | Процентное соотношение, % |
|-----------|-----------------------------------|---------------------------|
| СКВ. 3456 | 2,5 | 18 |
| СКВ. 3462 | 2,1 | 15 |
| СКВ. 2279 | 1,0 | 9 |
| СКВ. 3818 | 2,2 | 21 |
| СКВ. 4058 | 2,0 | 16 |
| СКВ. 5737 | 1,8 | 14 |
| СКВ. 3318 | 1,5 | 12 |
| СКВ. 3434 | 1,0 | 7 |

Помимо уже проведенных исследований, в скважинах 2279, 3818, 4058, 5737, 3318 и 3434 были вычислена глинистость по методам ПС и ГК. Обобщая все проведенные расчеты, были получены следующие результаты (таблица 2):

Таблица 2 – Петрофизические параметры пласта АС9

| № | Глубина, м | Кгг по ГК, % | Кп, % | Кгг по ПС, % |
|-----------|-------------|--------------|-------|--------------|
| СКВ. 3456 | 2026 - 2040 | 8 | 19 | 9 |

| | | | | |
|-----------|-----------------|----|----|----|
| СКВ. 3462 | 2026 - 2043 | 11 | 20 | 10 |
| СКВ. 2279 | 2010,5 - 2019 | 18 | 15 | 17 |
| СКВ. 3818 | 2028,3 - 2040,8 | 19 | 14 | 20 |
| СКВ. 4058 | 2017 - 2033 | 19 | 19 | 18 |
| СКВ. 5737 | 2020 - 2037 | 12 | 20 | 11 |
| СКВ. 3318 | 2040 - 2064 | 18 | 16 | 20 |
| СКВ. 3434 | 2010 - 2027 | 20 | 18 | 21 |

По вычисленным показателям построены графики глинистости по ПС в направлении Ю-С и З-В. По данным, полученным при использовании метода ГК были получены аналогичные графики в направлении Ю-С и З-В.

Также были составлены отдельные графики сравнения полученных результатов, чтобы определить различия в методах определения глинистости.

Для обобщения всех данных, полученных в результате интерпретации, а также для представления их в более наглядной форме, мною были построены карты параметров глинистости, полученных методами ПС и ГК, на территории Лянторского месторождения.

Анализируя приведенные карты и графики следует, что в центральной части месторождения, в которой и расположены скважины 3456, 3462 и 5737, присутствует пониженная глинистость, а к периферии месторождения, где расположены скважины 3434, 2279, 4058 и 3818, глинистость повышается, что видно на составленной 3D модели месторождения и ранее приведенных графиках и картах. Что примечательно, данная информация коррелируется с прочими исследованиями, которые проводились по данной территории.

Заключение. Проведенные работы по изучению продуктивного пласта-коллектора АС9, который был выделен в представленной работе на территории Лянторского месторождения, а также изучен методами ГИС - методом гамма-каротажа, методом потенциалов собственной поляризации и методом нейтронного гамма-каротажа, в свою очередь дали возможность получить более ясную, точную и достоверную информацию о пространственном распределении различных петрофизических, литологических особенностей, а также фильтрационно-емкостных свойств и таким образом доказали актуальность эксплуатации Лянторского месторождения. Для данного пласта было установлено, что его глинистость убывает от периферийных частей Лянторского месторождения к центральной части, где и находится большее количество эксплуатационных скважин.

Также, в дополнение к сравнению показателей глинистости, была выполнена корреляция мощностей глинистого пропластка, который расположен в пласте АС9, и в ходе работы было выяснено, что мощность этого пропластка увеличивается в направлении с юга на север, и с запада на восток.

По классификации Ханина А.А., который определяет параметры пластов по пористости и проницаемости, пласт АС9, обладающий пористостью, для песчаника более 16,5%, можно также охарактеризовать по проницаемости. Руководствуясь эмпирическими зависимостями, представленными Ханиным, представилась возможность определить проницаемость, при этом не используя анализ керн и испытания скважины, и в результате анализа проницаемость пласта АС9 может достигать более 1000 мД, что, в свою очередь, соотносится с низкими показателями глинистости, определенными в центральной части месторождения, способствующим достижению наиболее продуктивных показателей добычи в дальнейшем. Таким образом, исходя из классификации, пласт АС9 можно охарактеризовать по коллекторским свойствам как пласт «высокого» класса, что, в свою очередь, подтверждает актуальность текущей эксплуатации Лянторского месторождения.