

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

Кафедра геофизики

**«Оценка изменчивости петрофизических характеристик пласта-
коллектора 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
Улютинов Сергей Дмитриевич

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 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 анализ разработки основного объекта месторождения; изучение особенностей строения пласта АС9; изучение применяемого комплекса геофизических исследований скважин.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи: изучение геологического строения пласта в пределах исследуемого месторождения; сбор и обобщение материалов ГИС, с целью рассчитать открытую пористость, глинистость и коэффициент нефтегазонасыщения; изучение вариации параметров глинистости на исследуемом месторождении в северо-западном направлении; проведение расчетов для отслеживания параметров изучаемых коллекторов.

Актуальность данной темы обоснована необходимостью знания изменений состава и свойств коллекторов в северо-западном направлении.

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 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, контролирующие 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 кернa, 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.

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.

Метод ИК не был нами использован для подсчета параметров, но входил в группу методов, использованных в работе для определения пласта-коллектора. 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. Все виды этих излучений, попадая в материальную среду, в той или иной мере испытывают поглощение. Важно отметить, что в работе нет интерпретации спектрального гамма-каротажа, а есть интегральный эффект от всех радиоактивных элементов. Прибор для гамма-каротажа (ГК) применяется с целью измерения мощности экспозиционной дозы природного гамма-излучения в ходе выполнения комплексных ГИС в скважинах.

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 $I_{\text{пн}}$ 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 ($I_{\text{пн}}$) - против пористых пластов (например глин) и max - против плотных.

В скважинах 3330, 3331, 3806, 2325, 4058, 5707 был выделен пласт-коллектор АС9 и его мощность при помощи анализа диаграмм каротажей ГИС, таких как: гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, каротаж самопроизвольной поляризации, индукционный каротаж.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 4058 (куст 437) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 12 м, с границами пласта 2018:2030 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором $I_{\text{max}}=9,2$; $I_{\text{min}}=4,3$; $I_{\text{пл}}=5,5$. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 13%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором

I^{nY}_{max} -4,7; I^{nY}_{min} -0,9; $I^{nY}_{пл}$ -2,3. В результате расчетов коэффициент пористости равен 14%.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 3330 (куст 410) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 7,4 м, с границами пласта 2022,6:2030 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -8,6; I_{min} -4,0; $I_{пл}$ -5,4. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 15,8%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -4; I^{nY}_{min} -1,2; $I^{nY}_{пл}$ -2,3. В результате расчетов коэффициент пористости равен 16,5%.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 3331 (куст 413) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 10,1 м, с границами пласта 2018,9:2029м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -9,7; I_{min} -5,2; $I_{пл}$ -6,6. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 16,1%.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 5707 (куст 403) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 11 м, с границами пласта 2037:2048м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -8,87; I_{min} -3,62; $I_{пл}$ -4,75. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 11,1%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -3,3; I^{nY}_{min} -1,1; $I^{nY}_{пл}$ -1,5. В результате расчетов коэффициент пористости равен 22%.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 2325 (куст 364) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 2,9 м, с границами пласта 2016,6:2019,5м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -8,25; I_{min} -3,75; $I_{пл}$ -5,5. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 20%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в

котором $I^{nY}_{max}=5,6$; $I^{nY}_{min}=1,4$; $I^{nY}_{пл}=2,3$. В результате расчетов коэффициент пористости равен 28,8%.

Пласт-коллектор АС9 в скважине 3806 (куст 429) представлен газонасыщенным песчаником мощностью 14,5 м, с границами пласта 2005,5:2020м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором $I_{max}=9,6$; $I_{min}=4,2$; $I_{пл}=6,2$. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 19,2%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором $I^{nY}_{max}=3,25$; $I^{nY}_{min}=0,85$; $I^{nY}_{пл}=2,1$. В результате расчетов коэффициент пористости равен 11,8%.

После расчётов петрофизических характеристик пласта-коллектора АС9, были составлены следующие графики: График зависимости коэффициента глинистости пласта АС9 в северо-западном – юго-восточном направлении; График зависимости коэффициента пористости пласта АС9 в северо-западном – юго-восточном направлении; График зависимости $K_{гл}$ от $K_{п}$ пласта АС9; График зависимости коэффициента пористости пласта АС9 в зависимости от мощности; График распределения мощностей пласта-коллектора АС9 по площади; Схематический разрез пласта-коллектора АС9.

При анализе полученных графиков были определены следующие зависимости: коэффициент глинистости у пласта АС9 понижается ближе к центру, изучаемого профиля и в северо-западном направлении; коэффициент пористости у пласта АС9 интенсивно повышается в юго-восточном направлении; у пласта АС9 не прослеживается прямой зависимости $K_{гл}$ от $K_{п}$; коэффициент пористости пласта АС9 обратно пропорционален мощности; мощности пластов-коллекторов не выдерживаются по площади (мощность пласта АС9 уменьшается в юго-восточном направлении); структура коллектора АС9 представляет собой чередующиеся поднятия и опускания.

В итоге выполненной работы были решены поставленные ранее задачи. На основе анализа основных результатов проведенных геофизических исследований были проведены расчёты, в результате которых я пришел к

следующим выводам: петрофизические характеристики, изучаемого пласта-коллектора АС9 Лянторского месторождения, претерпевают изменения в северо-западном и юго-восточном направлении.

Были посчитаны значения коэффициента глинистости, коэффициента пористости и мощность пласта АС9.

У пласта АС9 значения коэффициента глинистости меняются от 11,1 до 20%, имея наименьшие показатели ближе к центру изучаемого профиля. Коэффициент пористости изменяется от 11,8 до 28,8% в юго-восточном направлении. Мощность пласта не выдерживается и изменяется от 14,5 до 2,9 м в юго-восточном направлении.

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.