

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 АС10 в пределах Лянторского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направления (специальности) 05.03.01 Геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Кутумова Константина Алексеевича

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 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 АС10; 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 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.

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 глины) и max - против плотных.

Проведя исследования, было решено разделить пласт АС10 на два отдельных пласта-коллектора в связи с его геологическим строением (АС10(а) и АС10(б)).

В скважинах 3330, 3331, 3806, 2325, 4058, 5707 был выделен пласт-коллектор АС10(а), АС10(б) и их мощности при помощи анализа диаграмм каротажей ГИС, таких как: гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, каротаж самопроизвольной поляризации, индукционный каротаж.

Пласт-коллектор АС10(а) в скважине 3330 (куст 410) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 11 м, с границами пласта 2042:2053 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по

данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,6; I_{\min} -4,0; $I_{\text{пл}}$ -5,3. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 14,7%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{\max} -4; I^{nY}_{\min} -1,2; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -1,95. В результате расчетов коэффициент пористости равен 22,9%.

Пласт-коллектор АС10(б) в скважине 3330 (куст 410) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 4,5 м, с границами пласта 2056:2060,5 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,6; I_{\min} -4,0; $I_{\text{пл}}$ -5. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 11,3%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{\max} -4; I^{nY}_{\min} -1,2; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -2. В результате расчетов коэффициент пористости равен 22%.

Пласт-коллектор АС10 в скважине 3331 (куст 413) представлен нефтенасыщенным глинистым песчаником мощностью 22 м, с границами пласта 2033:2057 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -9,7; I_{\min} -5,2; $I_{\text{пл}}$ -6,3. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 12,7%.

Пласт-коллектор АС10(а) в скважине 2325 (куст 364) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 9,5 м, с границами пласта 2024,5:2034 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,25; I_{\min} -3,75; $I_{\text{пл}}$ -4,6. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 9,9%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{\max} -5,6; I^{nY}_{\min} -1,4; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -2,8. В результате расчетов коэффициент пористости равен 20,5%.

Пласт-коллектор АС10(б) в скважине 2325 (куст 364) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 11 м, с границами пласта 2036:2047 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,25; I_{\min} -3,75; $I_{\text{пл}}$ -4,5. В результате

расчетов коэффициент глинистости равен 8,8%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -5,6; I^{nY}_{min} -1,4; $I^{nY}_{пл}$ -2,55. В результате расчетов коэффициент пористости равен 22,9%.

Пласт-коллектор АС10(а) в скважине 3806 (куст 429) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 15,5 м, с границами пласта 2025,5:2041 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -8,6; I_{min} -4,0; $I_{пл}$ -4,6. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 20,2%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -3,25; I^{nY}_{min} -0,85; $I^{nY}_{пл}$ -2,8. В результате расчетов коэффициент пористости равен 16%.

Пласт-коллектор АС10(б) в скважине 3806 (куст 429) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 4 м, с границами пласта 2042:2046 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -8,6; I_{min} -4,0; $I_{пл}$ -4,5. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 14,5%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -3,25; I^{nY}_{min} -0,85; $I^{nY}_{пл}$ -2,55. В результате расчетов коэффициент пористости равен 18%.

Пласт-коллектор АС10(а) в скважине 4058 (куст 437) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 3 м, с границами пласта 2033:2036 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{max} -9,2; I_{min} -4,3; $I_{пл}$ -5,75. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 15,3%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{max} -4,7; I^{nY}_{min} -0,9; $I^{nY}_{пл}$ -2,5. В результате расчетов коэффициент пористости равен 16%.

Пласт-коллектор АС10(б) в скважине 4058 (куст 437) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 11,5 м, с границами пласта

2039,5:2051 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -9,2; I_{\min} -4,3; $I_{\text{пл}}$ -5,7. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 14,8%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{\max} -4,7; I^{nY}_{\min} -0,9; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -2. В результате расчетов коэффициент пористости равен 18,8%.

Пласт-коллектор АС10(а) в скважине 5707 (куст 403) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 10 м, с границами пласта 2052:2062 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,87; I_{\min} -3,62; $I_{\text{пл}}$ -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; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -1,65. В результате расчетов коэффициент пористости равен 16,5%.

Пласт-коллектор АС10(б) в скважине 5705 (куст 403) представлен нефтенасыщенным песчаником мощностью 3,5 м, с границами пласта 2071,5:2075 м. Коэффициент глинистости данного пласта был определен по данным гамма-каротажа, в котором I_{\max} -8,87; I_{\min} -3,62; $I_{\text{пл}}$ -4,93. В результате расчетов коэффициент глинистости равен 8,8%. Коэффициент пористости данного пласта был определен по данным нейтронного гамма-каротажа, в котором I^{nY}_{\max} -3,3; I^{nY}_{\min} -1,1; $I^{nY}_{\text{пл}}$ -1,5. В результате расчетов коэффициент пористости равен 22%.

После расчётов петрофизических характеристик пласта-коллектора АС10(а), АС10(б), были составлены следующие графики: График зависимости коэффициента глинистости пласта АС10 в северо-западном – юго-восточном направлении; График зависимости коэффициента пористости пласта АС10(а), АС10(б) в северо-западном – юго-восточном направлении; График зависимости $K_{\text{гл}}$ от $K_{\text{п}}$ пласта АС10(а), АС10(б); График зависимости коэффициента пористости пласта АС10(а), АС10(б) в зависимости от

мощности; График распределения мощностей пласта-коллектора АС10(а), АС10(б) по площади; Схематический разрез пласта-коллектора АС10.

При анализе полученных графиков были определены следующие зависимости: коэффициент глинистости у пласта АС10 коэффициент глинистости понижается в юго-восточном направлении; у пласта АС10(а) коэффициент пористости повышается ближе к центру, изучаемого профиля. У пласта АС10(б) коэффициент пористости повышается в юго-восточном направлении; у пласта АС10(б) с понижением Кгл повышается Кп. В случае пласта АС10(а) нет однозначной зависимости между Кгл и Кп; коэффициенты пористости пластов изменяются в зависимости от мощности. Коэффициент пористости пласта АС10(а) и АС10(б) имеют неоднозначную зависимость; мощности пластов-коллекторов не выдерживаются по площади. Мощность пласта АС10(а) увеличивается к центру профиля. Мощность пласта АС10(б) уменьшается к центру профиля; структура коллектора АС10 представляет собой чередующиеся поднятия и опускания.

В результате выполненной работы были решены поставленные нами задачи. На основе анализа основных результатов проведенных геофизических исследований были проведены расчёты, в результате которых мы пришли к следующим выводам: петрофизические характеристики, изучаемых пластов-коллекторов АС10(а) и АС10(б) Лянторского месторождения, претерпевают изменения в северо-западном и юго-восточном направлении.

У пласта АС10(а) значения коэффициента глинистости меняются от 9,9 до 20,2% в юго-восточном направлении. Коэффициент пористости изменяется от 16 до 22,9%, имея наибольшие показатели ближе к центру изучаемого профиля. Мощность пласта не выдерживается и изменяется от 15,5 до 8,5 м в юго-восточном направлении.

У пласта АС10(б) значения коэффициента глинистости меняются от 8,8 до 14,8% в юго-восточном направлении. Коэффициент пористости изменяется от 18 до 22,9% имея наибольшие показатели в юго-восточном направлении.

Мощность пласта не выдерживается и изменяется от 3,5 до 11,5 м в юго-восточном направлении.

Заключение. Проведенные работы по изучению продуктивного пласта-коллектора АС10, 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.