

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Геолого-геофизическая характеристика пласта АС10/2 Сурьеганского
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Воропая Дмитрия Олеговича

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 2017

Введение. Актуальность работы определяется тем, что для установления перспектив дальнейшего развития нефтегазовых месторождений, корректировки режима и способ эксплуатации добывающих скважин, а также упрощения последующей интерпретации новых скважинных и площадных данных о геологическом строении территории, является крайне важной информация о геолого-геофизических свойствах разреза и в особенности - перспективных интервалов пород-коллекторов.

Геолого-геофизические свойства представляют собой совокупность параметров геофизических полей, исследуемых различными методами ГИС и их геологического истолкования, в виде таких геологических параметров среды как пористость, проницаемость, глинистость. Методом их изучения является комплексная интерпретация данных ГИС с последующим выделением, характерных для исследуемого разреза, объектов и их классификацией, анализом пространственного распространения. К такому методическому подходу можно отнести выделение литотипов пород в исследуемом разрезе.

Данное исследование проводится на примере Сурьеганского месторождения Западной Сибири (Ханты-Мансийский автономный округ-Югра). Перспективными, в нефтегазоносном отношении, стратиграфическими интервалами являются нижнеюрские-меловые отложения, для которых установлены нефтяные залежи в основном линзовидного строения. **Объектом исследования** является пласт АС10/2 (конкретнее, его продуктивные интервалы). Данный пласт принадлежит к черкашинской свите, относящейся к готеривскому ярусу.

Цель работы: определение характера изменения геолого-геофизических характеристик коллекторов пласта АС10/2 Сурьеганского месторождения.

С целью получения информации подобного рода, на основании каротажных материалов комплекса ГИС, решается ряд **задач**:

- изучение геолого-геофизического строения разреза;

- выбор методики получения геолого-геофизических характеристик;
- выделение интервалов пород-коллекторов в разрезе;
- определение, для коллекторов, фильтрационно-емкостных параметров и глинистости;
- выделение литотипов и анализ их распространения по разрезу;

Исследование проводится по скважинам №57, 64, 65, материал геофизических исследований по которым получен во время производственной практике в ОАО «Сургутнефтегаз» в 2016 году.

Данная работа включает введение, 3 раздела, содержащих 7 подразделов, заключение, список используемых источников, 5 приложений, 20 рисунков и 4 таблиц. Общий объем работы составляет 64 страницы.

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизической характеристике Сурьеганское месторождения. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел 1.1 “Общее административное положение и степень изученности” с описанием административного положения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории, изученности сейсморазведкой, сведениями о ходе разработки месторождения. Сурьеганское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре Тюменской области. Северная часть месторождения расположена в Белоярском, южная - в Сургутском административных районах. Ближайшими населенными пунктами являются п. Нижнесортымский (в 145.4 км юго-восточнее), г. Лянтор (254.4 км), г. Сургут (345.4 км). Центр Белоярского административного района - г. Белоярский, расположен в 225 км западнее месторождения. В физико-географическом отношении месторождение расположено в пределах провинции Сибирские Увалы Западно-Сибирской физико- географической страны. Сурьеганское месторождение расположено в зоне деятельности нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Нижнесортымскнефть», имеющего развитую производственную инфраструктуру. Открытию и введению в эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений в Среднем

Приобье предшествовали многочисленные геолого-геофизические исследования. Изученность сейсморазведкой Сурьеганского лицензионного участка (площадь 363.4 км²) составляет на настоящий момент 766.787 пог.км, при этом плотность наблюдений достигает 2.1 пог.км/км². Поисково-разведочные работы на Сурьеганском месторождении начались в 2003 году, выполнялись силами Сургутского управления поисково-разведочных работ ОАО «Сургутнефтегаз». В 2003-2004 гг. проведено сейсмофациальное районирование доюрских образований, детализация Сурьеганской и Северо-Сурьеганской структур.

В подразделе 1.2 “Литолого-стратиграфическая характеристика разреза” дается стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Геологический разрез Сурьеганского месторождения представлен породами трех структурно-тектонических комплексов: палеозойского метаморфизованного складчатого фундамента, переходного тафрогенного комплекса триаса и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Доюрские образования на Сурьеганском месторождении не вскрыты, представлены интрузивными и эффузивными образованиями среднего и кислого составов. Доюрское основание с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы осадочного чехла. Породы мезозойского осадочного чехла представлены мезо-кайнозойскими отложениями начиная с нижнеюрских. Толща юрских отложений (нижне- и среднеюрские) состоит из переслаивающихся пачек глин, песчаников, аргиллитоподобных глин и углистых прослоев, среди них есть нефтеносный интервал ЮС2, в верхах отложений батского яруса. Мощные меловые отложения представлены в нижнемеловом отделе переслаивающейся глинистой песчано-алевритовой толщей, включающей в себя, в верхней части готеривского яруса (черкашинская свита), исследуемый нефтеносный пласт АС10/2. Черкашинская свита в литологическом отношении представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Верхнемеловые отложения имеют аналогичное

нижним строение, за исключением появления угольных прослоев в отложениях сеноманского яруса. В составе кайнозойских отложений, на территории месторождения, представлены отложения палеогеновой и четвертичной систем. В объеме палеогеновой системы выделяются морские осадки глин, аргиллитоподобных глин, песков. Четвертичные отложения с несогласием залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений, имеют повсеместное распространение и сложены аллювиальными, озерно-аллювиальными осадками. Литологически осадки представлены: в нижней части - серыми и зеленовато-серыми песками с прослоями глин, а в верхней - песками, глинами, суглинками и торфом.

В подразделе 1.3 “Тектоника” описано тектоническое строение и районирование территории, к которой приурочено месторождение. Выделяются два комплекса отложений: доюрский и мезозойско-кайнозойский. Доюрский комплекс состоит из двух структурно-тектонических этажей: складчатого консолидированного фундамента и промежуточного структурного этажа. Площадь работ находится в области байкальской складчатости, переработанной герцинским тектоногенезом. На юге площади работ развиты наложенные впадины и прогибы срединных и устойчивых массивов, которые заполнены кремнисто-сланцевыми формациями. В центральной и северной частях площади сформировались выступы-горсты байкальских складчатых комплексов. Палеозойские отложения в пределах исследуемой площади имеют блоковое строение, разбиты сериями дизъюнктивных нарушений различной амплитуды, выделяющихся с различной степенью достоверности. По данным сейсморазведки МОГТ, нарушения имеют, в основном, субмеридиональное и северо-западное направление. Переходный тафрогенный комплекс, занимающий промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла.

Согласно «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской

плиты» (под ред. В.И. Шпильмана, 1998 г.), Сурьеганское месторождение расположено на северо-восточном замыкании Фроловской мегавпадины, в зоне ее сочленения с Помутской мегатеррасой. В соответствии с «Тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинекпизы» (И.И. Нестеров, 1990 г.), исследуемая площадь расположена в Верхнеляминской зоне прогибов, которая входит в состав Казым-Ниждемьянекой мегавпадины Мансийской геосинеклизы. Верхнеляминская зона прогибов осложнена Вынглорской малой котловиной, на которой находится ряд поднятий и впадин без названий.

В подразделе 1.4 “Характеристика нефтегазоносности месторождения”, отмечено наличие четырех продуктивных пластов в юрско-меловых отложениях на территории месторождения: пласт ЮС2 в тюменской свите (батский ярус), пласт АС11/0 в ахской свите, пласты АС10/2, АС10/2-1 в черкашинской свите (готеривский ярус). Исследуемый в данной работе пласт АС10/2, представлен двумя залежами. Залежь 1, по типу является литологически ограниченной. Размеры залежи составляют 18.5x3.2-4.8 км, высота - 55.5 м. Запасы нефти приурочены к чисто нефтяной зоне. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0.4 м до 11.0 м, коэффициент песчаности - от 0.02 до 0.55, расчлененность - от 1 до 7 м. Именно в пределах залежи 1 располагаются исследуемые скважины №57, 64 и 65.

Раздел 2 Методика исследования включает в себя 3 подраздела. В подразделе 2.1 дана характеристика комплекса ГИС в исследуемых скважинах с их теоретическими основами и описанием характерных показаний на диаграммах для ряда литологических разностей. На Сурьеганском месторождении применялся комплекс ГИС, включающий методы: самопроизвольной поляризации (СП); боковой каротаж (БК); высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ); резистивиметрию (Р); гамма-каротаж (ГК); нейтрон-

нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т); гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П). Метод ПС реагирует максимальными значениями потенциала на пласты глин, сильно глинистых алевроитов. Минимальные значения потенциала у песков, газо-, водо-, нефтенасыщенных песчаников. БК показывает максимальные значения сопротивления для плотных пород, низкие для глин. Удельное электрическое сопротивление будет в большой степени зависеть от пористости и характера насыщения породы. Нефте- и газонасыщенные породы будут иметь большее сопротивление, чем водонасыщенные, сопротивление которых тем ниже, чем выше минерализация пластовых вод. Показания ВИКИЗ, помимо реакции на сопротивление породы аналогично методу кажущегося сопротивления и БК, дают информацию о радиальном изменении сопротивления схождением или расхождением кривых. На диаграмме ГК максимальные значения соответствуют пластам глин, минимальные плотным слабоглинистым известнякам, чистым кварцевым песчаникам. Терригенные коллекторы, как правило, отвечают минимальным или средним значениям интенсивности. По диаграммам метода ГГК-П, выраженному через плотность, наиболее высоким значениям (2,6-2,9 г/см³) отвечают интервалы плотных низкопористых пород. Коллекторы и высокопористые породы имеют средние-низкие значения плотности (2.3-2.5 г/см³) и менее. Наименьшие значения по ННК-Т соответствуют пластам с высоким водородосодержанием, что отвечает в терригенном разрезе глинистым породам и флюидонасыщенным коллекторам, для которых значения от минимальных до средних. Высоким значениям соответствуют плотные породы с низким водородосодержанием.

В подразделе 2.2 “Основные принципы геологической интерпретации комплекса ГИС” повествуется о методике выделения коллекторов по прямым качественным признакам, косвенным количественным критериям, а так же об использованных зависимостях для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Применение прямых качественных признаков для

выделения пластов-коллекторов ограничивается в данном исследовании отслеживанием радиального градиента сопротивлений по данным ВИКИЗ. Использовались также такие качественные признаки, не связанные с проникновением в пласт фильтрата промывочной жидкости, как минимальные показания ГК, контролирующиеся показаниями метода НК-т с целью исключения плотных и углистых литологических разностей, наличие радиального приращения на зондах ВИКИЗ, превышение показаний БК в коллекторах над уровнем БК глин не менее чем в 1.7-1.8 раз, наличие отрицательной амплитуды ПС напротив проницаемых интервалов с невысокой относительной глинистостью. Количественные критерии выделения коллекторов и выражения для подсчета коэффициентов пористости и проницаемости через показания методов ГИС представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Выражения для связи геологических параметров с данными ГИС и критерии выделения коллекторов

Параметр	
Критерий выделения коллекторов	$\Delta I\gamma \leq 0.57$ $K_{п}=15.5\%$ $K_{пр}=0.6 \text{ мД}$
Критерий получения нефти	$\rho_{п}=9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
Коэффициент пористости	$K_{п}(ГГК_{п})=149.82-55.609\cdot\sigma$ $K_{п}(ГК)=23-13.2\cdot\Delta I\gamma$
Проницаемость	$\lg K_{пр}=120.13\cdot K_{п}^2-9.93\cdot K_{п}-1.56$ $\lg K_{пр}=5.014-2.878\cdot\Delta I\gamma -3.167$

В качестве косвенных количественных критериев использовались граничные значения ФЕС ($K_{п}$, $K_{пр}$) и соответствующие им значения геофизических параметров на границе “коллектор-неколлектор”. Выделение коллекторов осуществлялось по α ПС (относительная амплитуда в методе ПС)

и $\Delta\gamma$ (двойной разностный параметр в методе ГК).

В подразделе 2.3 “Методические основы выделения литотипов пород-коллекторов” описана используемая методика исследования геолого-геофизических свойств коллекторов. Ввиду того, что литологические признаки породы, которые, помимо литологического состава, также включают в себя её структурно-текстурные особенности, определяют её фильтрационно-емкостные свойства, а также глинистость, в данном исследовании информация подобного рода получается путем анализа и группировки типичных значений различных методов ГИС. Учитывая использованные алгоритмы для получения пористости и проницаемости (см. таблицу 1) и информативные возможности имеющегося комплекса ГИС, основными методами для сортировки коллекторов по литотипам в терригенном разрезе, являются БК, ГК, ПС, вспомогательными ННК-Т, ГГК-П, ВИКИЗ. Для упрощения анализа пространственных изменений литологических и фильтрационно-емкостных свойств пород, ответственных за их коллекторские качества, была применена классификация коллекторов А.А. Ханина. После выделения литотипов, каждый исследуемый интервал коллектора рассматривается на соответствие одному из предполагаемых литотипов. Далее возможно проследить наличие зависимости между фильтрационно-емкостными свойствами пород и литотипом.

Раздел 3 “Результаты исследования”, включает в себя полученные результаты исследования геолого-геофизических свойств пласта АС10/2, на основании, выделенных по данным ГИС, литотипов коллекторов. В пределах пласта, в скважине № 57 было выделено 6, в скважине № 64 – 3, в скважине № 65 – 5 пластов-коллекторов.

Установлено, что выделенные пласты различаются по своим геофизическим (ρ_p , $\Delta\gamma$, $\alpha_{ПС}$, σ) и геологическим (K_p , $K_{гл}$, $K_{пр}$) свойствам. Данные обстоятельства дают возможность перейти к определению литотипов пород пласта АС10/2. Было выделено два наиболее характерных литотипа. Литотип 1, представлен слабоглинистым песчаником и присущ породам с

удельным сопротивлением от 15 до 20 Омм с наименьшими показаниями гамма-каротажа ($\Delta\gamma=0.21\div 0.36$) и самопроизвольной поляризации (повышенный $\alpha\text{ПС}$), что показано в таблице 2. Литотип 2 – песчаник с повышенной глинистостью. Данный литотип определяется пониженными, относительно литотипа 1, значениями удельного сопротивления ($8\div 13$ Омм) и одновременно повышенными показаниями гамма-каротажа (повышенный $\Delta\gamma=0.44\div 0.79$) и самопроизвольной поляризации (низкие значения $\alpha\text{ПС}=0.17\div 0.44$).

В таблице 2 соотнесены литотипы интервалов пород-коллекторов пласта АС10/2 с классом коллектора по классификации А.А. Ханина. Как следует из проведенного сопоставления литотипу 1 соответствует IV и V классы с проницаемостью: IV – 1-100 мД; V – 1-10 мД. Выделенному литотипу 2 соответствует V и VI класс с проницаемостью: V – 1-10 мД; VI – менее 1мД.

Таблица 2 – Привязка интервалов пород-коллекторов пласта АС10/2 по литотипу по данным ГИС в скважинах №57, 64, 65

Скважина 57 / Интервал	Литотип	$\rho_{\text{п}}$, Омм	$\Delta\gamma$	$\alpha\text{ПС}$	Кп, %	Кгл, %	Кпр, мД	Класс коллектора
2544,1-2545,1	1	20	0,21	0,56	15,5	16,6	5,8	V
2546,7-2545,1	1	18	0,36	0,50	20,3	19	23	IV
2552,7-2553,1	2	11	0,79	0,22	14,1	29,5	0,3	VI
2553,7-2554,1	2	13	0,73	0,17	14,1	31,5	0,3	VI
2554,7-2555,1	2	9	0,52	0,43	19,1	25,8	8,7	V
2556,7-2557,1	2	8	0,73	0,30	15,2	27,9	0,5	VI
Скважина 64 / Интервал	Литотип	$\rho_{\text{п}}$, Омм	$\Delta\gamma$	$\alpha\text{ПС}$	Кп, %	Кгл, %	Кпр, мД	Класс коллектора
2545,7-2547,8	1	17	0,35	0,40	17	21,3	5,8	V
2551,8-2552,6	2	8	0,38	0,50	20,3	19	3,5	V
2557,2-2558,2	2	8	0,44	0,22	14,1	26,4	1,9	V
Скважина 65 / Интервал	Литотип	$\rho_{\text{п}}$, Омм	$\Delta\gamma$	$\alpha\text{ПС}$	Кп, %	Кгл, %	Кпр, мД	Класс коллектора
2539,8-2540,6	2	13	0,50	0,43	15,5	30,5	0,6	VI
2542-2542,9	1	15	0,3	0,44	20,3	21	3,5	V
2545,1-2545,7	2	8	0,44	0,50	20,3	25	1,9	V
2547,5-2547,9	2	8,5	0,45	0,22	14,1	26,4	1,8	V
2548,5-2549,5	2	8,5	0,51	0,32	17,8	30,6	3,8	V

Из распределения литотипов коллекторов по скважинам следует, что наиболее песчанистые разности пород, отвечающие литотипу 1, сосредоточены в кровле исследуемого пласта. Вниз по разрезу происходит увеличение глинистости, что отвечает литотипу 2. Учитывая последовательное расположение скважин №57, 64, 65, можно заключить, что в северном направлении частота появления коллекторов класса V возрастает, что свидетельствует об ухудшении свойств проницаемости пород-коллекторов.

Заключение. Для обоснования геолого-геофизической характеристики коллекторов пласта АС10/2, принадлежащего нижнемеловым готеривским отложениям, в рамках исследуемого участка Сурьеганского месторождения, была поставлена задача выделения литотипов в разрезе по данным комплекса ГИС по трем скважинам. Для этого проведена комплексная интерпретация по данным каротажа, что позволило обосновать выделение интервалов пород-коллекторов. Были установлены неоднородности разреза, что нашло отражение в геофизических параметрах, на основании которых выделено 2 литотипа. После назначения литотипа выделенным интервалам коллекторов, проведена классификация и систематизация этих пород в пределах исследуемого пласта, даны оценки предварительные качества коллектора. Для пласта АС10/2 определено 2 основных литотипа пород-коллекторов, на основании данных комплекса ГИС по 3 скважинам. Был выделен литотип 1 (слабоглинистый песчаник) и литотип 2 (песчаник с повышенной глинистостью), на основании характерных показаний методов ПС и ГК, БК. Литотип 1 отличается повышенным (до 20 Ом) удельным сопротивлением, меньшими показаниями $\Delta\gamma$ (0.21-0.36) гамма-каротажа и большим α ПС (0.44-0.56). Литотип 2 показывает более низкое удельное сопротивление (8 - 13 Ом), повышенные показания $\Delta\gamma$ (0.44-0.79), низкие значения α ПС (0.17-0.44). Анализ распространения литотипов, совмещенный с классификацией пород-коллекторов по А.А. Ханину позволил прийти к выводам о характере распределения коллекторских свойств в пределах территории, прилегающей

к исследуемым скважинам №57,64,65:

- наиболее песчанистые разности пород, отвечающие литотипу 1, сосредоточены в кровле исследуемого пласта, вниз по разрезу происходит увеличение глинистости, что отвечает литотипу 2.

- в северном направлении частота появления коллекторов класса V возрастает, что свидетельствует об ухудшении свойств проницаемости пород-коллекторов.

Таким образом, информация о характере пространственной изменчивости геолого-геофизических характеристик разреза, полученная по данным ГИС, является необходимой на всех этапах жизни месторождений.