

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 продуктивных отложений  
васюганской свиты верхней юры на примере Островного  
месторождения**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студентки 4 курса 403 группы  
направления 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Гаджиевой Виктории Александровны

**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 2018

**Введение.** Для эффективных поисков и разведки, а затем и эксплуатации нефтегазовых месторождений необходима обоснованная оценка перспектив промышленной нефтегазоносности исследуемых месторождений. Такая оценка складывается из комплекса геолого-геофизических работ на площади.

**Актуальность** данной работы состоит в том, что на Южно-Островном лицензионном участке, хотя и была уже проведена процедура оценки нефтегазоносности, однако в силу новых данных по испытаниям пласта, исследованиям керна появляются новые данные оценки перспектив.

Объектом исследования является Островное месторождение. Островная структура представляет собой выположенную террасу, которая занимает центральную и восточную части площади северной части Южно-Островного лицензионного участка.

По нефтегеологическому районированию Островное месторождение относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району, находится в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области, в окружении известных нефтяных месторождений: Северо-Островное, Южно-Островное, Новопокурское, Кетовское.

На территории Островного месторождения промышленные запасы нефти связаны с отложениями пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> входит в состав васюганской свиты нижнего нефтегазоносного комплекса и характеризуется зональным развитием различного типа фаций.

**Цель** выпускной квалификационной работы - получение полной геолого-геофизической характеристики продуктивного пласта верхней юры васюганской свиты (ЮВ1) Островного месторождения на основе интерпретации комплекса геофизических методов исследования скважин (ГИС).

**Задачами** выпускной квалификационной работы можно считать следующие:

- 1) Изучить геолого-геофизические характеристики Островного месторождения;
- 2) Ознакомиться с комплексом методов ГИС, который проводится в скважинах Островного месторождения, показать их теоретические основы и методику интерпретации в скважинах;
- 3) Определить коллекторские свойства исследуемого пласта ЮВ1 васюганской свиты на примере скважины v4 Островного месторождения;
- 4) Дать геолого-геофизическую характеристику пласта-коллектора ЮВ1 васюганской свиты на примере скважины v4 Островного месторождения.

Материал для выпускной квалификационной работы был собран во время прохождения производственной практики.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемых источников приложений.

**Основное содержание работы.** Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Островного месторождения» посвящен геолого-геофизической характеристике Островного месторождения. Включает в себя 4 подраздела.

Подраздел 1.1 «Административное положение и степень изученности» несет информацию об административном положении, степени изученности Островного месторождения, а также отражает краткие физико-географические сведения Островного месторождения. В административном положении Островное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийском Автономном округе - Югра АО, между городами Сургут и Нижневартовск. Островная структура представляет собой выположенную террасу, которая занимает центральную и восточную части площади северной части Южно-Островного лицензионного участка, в пределах которого выделили нефтяную залежь, названную позднее Островным месторождением.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика» дается

стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Геологический разрез Островного месторождения представлен породами структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, промежуточного комплекса и палеозойского складчатого фундамента.

Подраздел 1.3 «Тектоника» посвящен тектоническому строению Островного месторождения. В геологическом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие три структурно-тектонических этажа: складчатый фундамент, промежуточный структурный этаж и осадочный чехол.

Южно-Островной лицензионный участок, в состав которого входит Островная структура, расположен на западном склоне Нижневартовского свода. В пределах лицензионного участка с востока к Восточно-Киняминскому малому прогибу примыкает Южно-Островное локальное поднятие – структура III порядка. Северная часть лицензионного участка осложнена Южно-Локосовским малым прогибом, в пределах которого выделяется Островное локальное поднятие.

Подраздел 1.4 «Нефтеносность» включает в себя расположение Островного месторождения по нефтегеологическому районированию, а также описание пласта, с которым связаны промышленные запасы нефти.

По нефтегеологическому районированию Островное месторождение относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР), находится в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО).

На территории Островного месторождения промышленные запасы нефти связаны с отложениями пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Залежь пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> пластовая, сводовая, литологически-экранированная. Восточная часть залежи ограничена зоной глинизации, северная – зоной литологического замещения коллектора. Размеры залежи в плане составляют 13.0×9.2 км, высота – 40 м. Средняя глубина залегания залежи -2680 м.

Раздел 2 «Методика интерпретации» посвящен характеристике комплекса ГИС Островного месторождения, выделению пластов-коллекторов и определению петрофизических параметров.

В подразделе 2.1 «Характеристика комплекса ГИС Островного месторождения» дается краткое описание комплекса геофизических исследований, который проводился на Островном месторождении, в рассматриваемой нами скважине V4.

На Островном месторождении применялся комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: стандартный каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрокаротаж (МК), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК), акустический каротаж (АК), резистивиметрия, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам(НКТб).

В подразделе 2.2 «Выделение пластов-коллекторов и определение граничных значений» было описано, что выделение коллекторов было по качественным и количественным признакам. Прямые качественные признаки коллектора: сужение диаметра за счет образования на стенке скважины глинистой корки ( $d_c > d_n$ ); положительные приращения на диаграммах МК ( $\rho_{кПМЗ} > \rho_{кГМЗ}$ ); наличие радиального градиента сопротивления по диаграммам разноглубинных зондов электрического каротажа (БКЗ, БК, МБК, ВИКИЗ).

Косвенные признаки коллектора: граничные значения проницаемости  $k_{пр}$ , пористости  $k_p$ , глинистости  $k_{гл}$  и геофизических параметров.

Для определения граничных значений ФЕС Островного месторождения применялись петрофизические зависимости типа «кern-кern».

В подразделе 2.3 «Определение глинистости» были отражены общие сведения о глинистости и методика, по которой была рассчитана глинистость на Островном месторождении в скважине V4. Глинистость коллектора характеризуется долей твердой фазы породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен  $d_3 < 0,01$  мм. Коэффициент глинистости на данном месторождении был рассчитан по формуле разностного параметра, с дальнейшим использованием модели Ларионова, для более точного

определения глинистости с введением поправок, которые выражаются в зависимостях от  $i^y$ .

В подразделе 2.4 «Определение пористости» было дано описание методов, по которым происходил расчет пористости на Островном месторождении. Данный подраздел состоит из 3 пунктов: нейтронные методы, гамма-гамма плотностной метод, метод потенциалов самопроизвольной поляризации.

В пункте 2.4.1 «Нейтронные методы» изложены общие сведения о нейтронных методах и методика определения пористости на Островном месторождении. Показания при нейтронном каротаже обусловлены эффектами взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Исследования ведутся при помощи глубинного прибора, содержащего источник и индикатор нейтронов. Нейтроны не имеют заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер.

Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода  $\Gamma^{ny}$  от коэффициента пористости -  $\Gamma^{ny} = f(k_p)$ . Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефть, газ, вода), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, т.е. пористостью. Коэффициент пористости был посчитан по общей формуле (1).

$$K_{пннк} = \sum_w (K_{гл} * W_{гл}) \quad (1)$$

В пункт 2.4.2 «Гамма-гамма плотностной метод» охарактеризован гамма-гамма плотностной метод в целом, а также в данном пункте была приведена методика, по которой происходил расчет пористости по данному методу на Островном месторождении. В нефтегазовых скважинах ГГМп применяют для оценки пористости горных пород при известном литологическом составе.

Определение коэффициента пористости  $k_p$  и плотности породы  $\delta_p$

требует знания плотности  $\delta_m$  минерального скелета породы и плотности  $\delta_{ж}$  жидкости, заполняющей ее поры. По результатам керновых исследований Островного месторождения, с привлечением данных по соседнему Южно-Островному месторождению, построена зависимость объемной плотности от коэффициента пористости. Пористость была определена по зависимости  $\delta_n = f(K_n)$  и по формуле (2).

$$K_{пГГКп} = (\delta_m - \delta_n) / (\delta_m - \delta_{ж}), \quad (2)$$

В пункте 2.4.3 «Метод потенциалов самопроизвольной поляризации» приведены физические основы данного метода и методика, которая была использована для расчета пористости на Островном месторождении.

Основой методики определения пористости коллекторов по методу ПС является наличие корреляционной связи относительной амплитуды ПС  $\alpha_{nc}$  и коэффициента пористости. Для построения зависимости по разведочным скважинам, исследованным полным комплексом ГИС, проводилось сопоставление  $\alpha_{nc}$  в интервалах, относящихся по прямым качественным признакам к коллекторам и неколлекторам, с пористостью по керну. Против каждого выделенного интервала снимались амплитуды ПС и  $K_{п}^{кern}$  и строилась зависимость.

В подразделе 2.5 «Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщения» для определения последнего использовалась общепринятая методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$  однородных пластов, которая была рассчитана для условий, когда свойства пластовой воды не изменяются по высоте залежи и площади месторождения. Для начала определяют значения удельного электрического сопротивления, затем используя величину  $K_{п}$ , установленную по данным одного из методов пористости ГИС, находят по связи  $R_{п} = f(K_{п})$  для изучаемого класса коллекторов величину  $R_{п}$ . Рассчитывают отношение  $R_{п}$  по формуле и потом по зависимости  $R_{п} = f(K_{в})$  находят величину  $K_{в}$ . Зная  $K_{в}$ , рассчитывают  $K_{н}$ ,  $K_{г}$  или  $K_{нг}$  по формуле  $K_{в} = 1 - K_{нг}$ .

На Островном месторождении разделение коллекторов на

продуктивные и водоносные осуществлялось по критическому удельному электрическому сопротивлению  $\rho_{п.кр}$ , значение которого устанавливается обычно при сопоставлении его с величинами  $K_{п}$  или  $\alpha_{пс}$  в интервалах испытанных пластов, давших однозначные притоки нефти, газа или воды.

Используя значения этих критических параметров, получают уровень, разделяющий пласты в разрезе скважины на классы “коллектор” и “неколлектор”.

Критическое значение параметра насыщения устанавливают по сопоставлению кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, а также петрофизическим способом.

По интервалам, давшим притоки в пласте ЮВ1/1 Островного месторождения, было построено сопоставление  $\rho_{п.к} = f(\alpha_{пс})$ . Статистически значимых данных по испытаниям на Островном месторождении недостаточно, поэтому для оценки характера насыщенности использовались также зависимости  $\rho_{п.кр} = f(\alpha_{пс})$ .

В соответствии с установленными критическими величинам УЭС проницаемые пласты относились к продуктивным при  $\rho_{п} > \rho_{п.кр}^*$ ; к водонасыщенным при  $\rho_{п} < \rho_{п.кр}^{**}$ ; при полученных значениях УЭС в диапазоне меньше  $\rho_{п.кр}^*$  и более  $\rho_{п.кр}^{**}$  коллекторы характеризовались характером насыщения «нефть+вода» или «неясно».

Раздел 3 «Результаты исследования» посвящен результатам, полученным в ходе исследования скважины V4. Исследуемая в данной работе скважина V4 является нагнетальной. Скважина относится к категории наклонно-направленных скважин. При вхождении скважины в пласт она попадает в круг допуска на глубине 3044.70, что следует из данных инклинометрии.

Объектом наших исследований является пласт ЮВ1(1), который входит в состав васюганской свиты нижнего нефтеганосного комплекса.

Исследуемый пласт находится в интервале: кровля пласта Ю1(1) –



3044,7 м, подошва - 3058,8 м. Мощность пласта составляет 14.1 метра. Залежь определена как пластово-сводовая, с поровым типом коллектора. Пласт имеет 4 пропластка, мощность каждого из них соответственно – 1,5; 1,6; 1,6 и 1.5 метров. Данные приведены в таблице – приложение Г.

Выделением продуктивных пропластков происходило по таким качественным признакам как:

- сужение диаметра за счет образования на стенке скважины глинистой корки ( $d_c > d_n$ ); отрицательная аномалия ПС, низкие значения ГК, а также в интервалах низкой пористости.

Отрицательная аномалия ПС наблюдается в интервалах 3045-3048м, 3050-3053 м, и равна соответственно 90 мВ, 82 мВ, это показано на приложении Б. В сравнении с вышележащими и нижележащими породами наблюдается значительное отличие - значения ПС варьируются в интервалах 110-250мВ.

Продуктивный пласт характеризуется низкими значениями интенсивности гамма излучения ( $J^\gamma$ ) – от 6 до 8 мкР/ч.

Качественные признаки подкреплялись количественными критериями: с помощью зависимости  $K_{п} = f(K_{п \text{ дин}})$  и  $K_{пр} = f(K_{п \text{ дин}})$  были определены граничные значения. Для продуктивных коллекторов пласта ЮВ1 Островного месторождения они составили  $K_{пгр} = 11,4 \%$ ,  $K_{пргр} = 0,3 \text{мД}$ .

Согласно формуле (2) и методике Ларионова, которая была введена в АО ПГО «ТюменьПромГеофизика» для более точного определения глинистости, был посчитан  $K_{гл}$  для выделенных 4 пропластков, которые были выделены в пласте Ю1(1).

Для расчета по формуле разностного параметра были использованы максимальные и минимальные значения  $J^\gamma$ , которые составили соответственно – 15,9127 и 5,36784.

Значение коэффициента глинистости для пропластков пласта Ю1(1) численно равно: 20,1%; 7,3%; 9,5%; 15,5%.

Из представленных данных мы видим, что значение  $K_{гл}$  в средней части

пласта намного меньше, чем в верхней и нижней частях пласта.

Хорошие коллекторские свойства средней и нижней части пласта Ю1(1) (пропластки 3,4) подтверждаются коэффициентом проницаемости  $K_{пр}$ . Коэффициент проницаемости был рассчитан в лаборатории и взят из отчета. Значения коэффициента проницаемости для пропластков численно равны 7.3 %, 6.8 %, 11,3 %, 11.3% .

Методы, по которым был рассчитан коэффициент пористости, предполагали использование палеток - зависимости  $\delta_n=f(K_n)$  и зависимость  $K_{п}^{кern(АК,ГГК)}=f(\alpha_{пс})$  .

Принятым значением коэффициента пористости было значение, определенное по методу потенциалов самопроизвольной поляризации. Данный метод являлся самым точным и был выбран как основной, так как влияние диаметра скважины и бурового раствора снизило показание точности проведения метода ГГК, а  $K_{п}$  по методам акустического и нейтронного каротажей был рассчитан по аналогии с соседними месторождениями.

Значения коэффициента пористости изменялось по разрезу не значительно – в верхней части рассматриваемого пласта Ю1(1) 1 пропластка среднее значение составило 16,4 %, в средней части пласта для 2 и 3 пропластка – 16.3 % и 17,1 %, и в нижней части среднее значение  $K_{п}$  для 4 пропластка составило – 17.1 %.

Средняя и нижняя часть пласта Ю1(1), а именно пропластки 3 и 4, в соответствии с коэффициентами глинистости, проницаемости, пористости обладают хорошими коллекторскими свойствами.

Для расчета  $K_{нг}$  были использованы зависимости  $R_{п}=f(K_{п})$  и  $R_{н}=f(K_{вс})$  по данным анализов керна Островного месторождения и схема расчета, описанная в главе 2. По палеткам был найден  $K_{в}$ , а затем, используя формулу посчитан  $K_{нг}$ . Значения  $K_{нг}$ , рассчитанные по всем 4 пропласткам численно равны – 19,8 %, 52,4 %, 57, 2%, 50,6 % соответственно.

Для определения характера насыщения значение удельного электрического сопротивления ( $УЭС$ )  $\rho_n$  было найдено по индукционному каротажу ИК, так как именно этот метод является более точным для определения  $УЭС$  по пластам мощностью ниже 4-4.5 км.

С помощью палетки, отражающей зависимость Сопоставление удельного электрического сопротивления ( $\rho_n$ ) с относительной амплитудой ( $\alpha_{nc}$ ) в интервалах испытанных пластов Островного месторождения, был определен характер насыщения, путем нанесения точки на палетку, и сопоставления к какой зоне относится рассматриваемый нами пропласток. Было определено, что пропластки имеют различный характер насыщения, меняющейся вниз по разрезу скважины:

1.  $\rho_n = 2,7 \text{ Ом*м}$  – характер насыщения нами не определен;
2.  $\rho_n = 5,9 \text{ Ом*м}$  – характер насыщения нефть;
3.  $\rho_n = 7,0 \text{ Ом*м}$  – характер насыщения нефть;
4.  $\rho_n = 5,2 \text{ Ом*м}$  – характер насыщения нефть+вода.

Таким образом было установлено, что коллекторские свойства по разрезу распределены неравномерно. Наилучшие коллекторские свойства наблюдаются в 3 и 4 пропластках - в интервале 3049,7 -3052,8 метров. Это подтверждается коэффициентами пористости, проницаемости и глинистости.

Значение коэффициента пористости  $K_n$  в интервале наилучших коллекторских свойств пласта Ю1(1) численно равно 17,1%, значение коэффициента проницаемости - 11,3 %, что значительно превышает значения коэффициента проницаемости, которыми были рассчитаны для пропластков 1 и 2 пласта Ю1(1), а среднее значение коэффициента глинистости равно 12,5 %. Было выявлено, что данные интервалы принадлежат к зонам насыщения нефть и нефть+вода, при среднем значении коэффициентанефтегазонасыщения равном 53,9%.

**Заключение.** Геофизические данные являются в настоящее время основными и служат для оценки коллекторских свойств пород и степени их насыщения нефтью, газом или водой. Одним из основных этапов

процесса интерпретации геофизических данных является оценка геолого-геофизических свойств пород. Комплекс методов геофизического исследования скважин помогает в установлении таких геологических свойств как коэффициенты глинистости, проницаемости и пористости.

В данной работе была проведена комплексная обработка данных методов ГИС по скважине v4 Островного месторождения. Была дана геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта верхней юры васюганской свиты, также были определены коллекторские свойства исследуемого пласта ЮВ1 васюганской свиты на примере скважины V4 Островного месторождения.

Установлено, что коллекторские свойства по разрезу распределены неравномерно. Наилучшие коллекторские свойства наблюдаются в 3 и 4 пропластках - в интервале 3049,7 -3052,8 метров. Это подтверждается коэффициентами пористости, проницаемости и глинистости.

Значение коэффициента пористости  $K_p$  в интервале наилучших коллекторских свойств пласта Ю1(1) численно равно 17,1%, значение коэффициента проницаемости - 11,3 %, что значительно превышает значения коэффициента проницаемости, которыми были рассчитаны для пропластков 1 и 2 пласта Ю1(1), а среднее значение коэффициента глинистости равно 12,5 %. Было выявлено, что данные интервалы принадлежат к зонам насыщения нефть и нефть+вода, при среднем значении коэффициентанефтегазонасыщения равном 53,9%.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что рассматриваемая нами скважина v4, заложена в оптимальных геологических условиях.